

# NOTA TÉCNICA 09

Preparada por

**Alberto Segovia Chica**

## **CONSIDERACIONES SOBRE EL FUTURO PETROLERO DEL ECUADOR**

### **1. Introducción**

A partir de 1985, cuando se firmaron los contratos de prestación de servicios, se inició una gran campaña exploratoria, la tercera en magnitud luego de la ejecutada por las empresas que operaron por concesión y asociación con el Estado durante los años 60 y de la emprendida por PETROECUADOR (ex-CEPE) desde 1975.

Hasta el año 1989, después de haber realizado 5 rondas de licitaciones, un total de 13 compañías o consorcios firmaron contratos con la empresa estatal<sup>1</sup>. La sexta ronda de licitaciones, convocada en 1990, no dio resultados positivos al no firmarse ningún contrato, pese a que tres grandes empresas norteamericanas - Mobil, Arco y Conoco - presentaron ofertas y fueron adjudicatarias de otros tantos bloques en la Región Amazónica.

A la fecha, únicamente 7 empresas continúan trabajando en forma efectiva en el país. En el Oriente, las compañías Occidental, Elf, Maxus y Oryx han iniciado la etapa de explotación, produciendo en conjunto alrededor de 40.000 barriles diarios, y las contratistas Arco y Braspetro aún no han definido los lineamientos básicos para la extracción de crudo. En el Litoral, únicamente Tripetrol exploró y se encuentra produciendo petróleo a una tasa aproximada de 800 barriles por día.

El entusiasmo inicial por la firma de los contratos y por los descubrimientos que efectuaron las empresas ha ido disminuyendo a través del tiempo, sea por los escasos volúmenes de reservas encontrados como por la baja calidad del crudo que se produce. No obstante, dadas las inversiones efectuadas y una vez declarada la comercialidad de la explotación, la extracción de ese petróleo ha tenido que llevarse adelante de manera irreversible, ocasionando que toda la infraestructura petrolera tenga que ser transformada para que se ajuste a las condiciones de calidad y cantidad de la nueva mezcla de hidrocarburos que se obtiene de la amazonía ecuatoriana.

Las inversiones que se han empezado a realizar con este propósito son cuantiosas y para muchos podrían significar el inicio de un nuevo «boom» petrolero; sin embargo, al analizar las cifras de reservas remanentes de los campos de PETROECUADOR y de los yacimientos descubiertos por las empresas de prestación de servicios, así como las proyecciones de producción y de consumo interno para los años

1994-2013, se llega a la conclusión de que en este período la producción y los excedentes exportables de crudo tendrían una evolución tal que, si no se efectúan nuevos descubrimientos de magnitud, el año 2012 el Ecuador dejará de ser exportador y

más aún, deberá importar hidrocarburos si desea mantener en funcionamiento sus refinerías y continuar abasteciendo adecuadamente el mercado interno de derivados.

De lo anterior ya se ha tomado conciencia en los diferentes sectores del Estado; así lo demuestran los esfuerzos que se han desplegado durante la última década para disminuir el papel protagónico que ha mantenido el petróleo en la economía. Cuando se revisan las cifras estadísticas se puede apreciar que, mientras en 1984 los hidrocarburos representaban el 70.0 por ciento del total de las exportaciones, el 15.0 por ciento del PIB y el 42.6 por ciento de los ingresos fiscales, para 1993 tales porcentajes de participación han disminuido a 43.2, 10.7 y 32.6 por ciento, respectivamente.

Hay que destacar, sin embargo, que en el último período se han implementado políticas en el área energética que necesitan ser manejadas cuidadosamente para que no se aparten del objetivo indicado. En efecto, para enfrentar la crisis de precios, que parece ser duradera en el mediano plazo, y para reponer las reservas que se están consumiendo, se ha elevado aún más la producción, se ha convocado a la VII Ronda de licitaciones y se ha acelerado el proceso para sacar a concurso internacional algunos campos marginales, acciones que, si bien es cierto tienen el buen propósito de mantener la condición de exportador de petróleo de nuestro país, pueden acelerar el agotamiento de este recurso no renovable y disminuir efectivamente el beneficio de las inversiones y los ingresos, tanto por las precarias condiciones del mercado como por las elevadas tasas de servicios que PETROECUADOR debe pagar a algunas contratistas por operar en áreas de poco riesgo.

El análisis realizado conduce a la conclusión de que es indispensable mantener la política coordinada entre los sectores económico y energético para, por un lado, continuar con la disciplina fiscal en el gasto y disminuir la dependencia del sector externo y del Presupuesto General del Estado de un solo producto: el petróleo; y por otro, acentuar el concurso de capitales y de altas tecnologías en la exploración agresiva de nuevas reservas y, armonizar la explotación petrolera de PETROECUADOR con la de las compañías privadas de manera tal que pueda satisfacerse, **durante el mayor tiempo posible**, las necesidades económicas y energéticas del país.

## **1. Reservas y producción de petróleo**

La importancia del petróleo en la economía nacional, como fuente generadora de los ingresos que financian en gran medida el Presupuesto General del Estado y como materia prima de una industria que requiere de elevadas inversiones para su desarrollo, ha inducido a diferentes profesionales e instituciones técnicas a realizar estudios sobre la magnitud de las reservas hidrocarbúferas y a proponer alternativas de producción en el corto, mediano y largo plazos.

Muchos son los informes que se han reportado al respecto, pero ante la entrada a la fase de explotación de los nuevos campos de crudos pesados descubiertos u operados por las compañías de prestación de servicios, resultó imprescindible unificar criterios para, en base a cifras confiables, planificar el futuro desarrollo de la industria petrolera nacional.

Para el efecto, en marzo del presente año, una comisión interinstitucional, conformada por funcionarios de la Dirección Nacional de Hidrocarburos (DNH) y de PETROPRODUCCION, realizó un estudio sobre las "Reservas y Proyecciones de

Producción de Petróleo" para el horizonte temporal comprendido entre los años 1994 y 2013. Los resultados de este estudio son analizados con amplitud en este trabajo y sustentan en gran medida las conclusiones indicadas al final, sobre las perspectivas hidrocarburíferas de nuestro país.

## 1.1 Reservas petroleras

Para una mejor comprensión de los datos expuestos por la comisión interinstitucional DNH - PETROPRODUCCION es conveniente revisar ciertos conceptos relacionados con la cuantificación y las definiciones de las reservas de hidrocarburos (Anexo 1).

El cálculo de las reservas requiere de ciertos parámetros de ingeniería que pueden obtenerse de información de campo o estimarse con criterio técnico. Esto hace que los resultados tengan diferente grado de confiabilidad.

Así, por ejemplo, el volumen de petróleo calculado en un área completamente perforada, de la que se ha obtenido abundantes datos (RESERVA PROBADA), será mucho más exacto que el volumen calculado en un campo parcialmente perforado y con escasa información proveniente de los yacimientos descubiertos (RESERVA PROBABLE). Mucho menos confiable es aún la reserva estimada en un prospecto identificado por métodos exploratorios (geológicos y geofísicos), pero que no ha sido probado mediante la perforación de pozos (RESERVA POSIBLE).

Las diferentes clases de reservas indicadas anteriormente, constituyen instrumentos importantes para planificar las operaciones de desarrollo de las empresas, estatales o privadas, y para las proyecciones de los ingresos que percibe un país por la comercialización de sus recursos hidrocarburíferos.

De acuerdo con el reporte de la DNH y PETROPRODUCCION, las reservas probadas del Ecuador, estimadas a Diciembre de 1993, a excepción del campo Pañacocha que se estimó a marzo de 1994, ascienden a 2115.03 millones de barriles (MMB) de un crudo cuya densidad varía entre 16.0 y 33.4 grados API. De este total, el 91.4 por ciento (1933.77 MMB ) pertenecen y están siendo explotados por PETROPRODUCCION, y el 8.6 por ciento restantes por las compañías privadas de prestación de servicios y por la asociada City (Cuadro No. 1).

### CUADRO No. 1

#### Reservas Probadas de Petróleo -Campos de Producción-

Al 31 de diciembre de 1993

PETROPRODUCCION			EMPRESAS PRIVADAS		
CAMPO	RESERVAS -barriles-	API	CAMPO	RESERVAS -barriles-	API
LAGO AGRIO	50.414.199	28,4	CONTRATO DE ASOCIACION		
BERMEJO	44.760.088	33,4			

CHARAPA	9.049.594	29,5			
DURENO GUANTA	- 19.604.284	30,8	PETROECUADOR- CITY	23.824.350	
LIBERTADOR	159.891.398	29,3			
TETETE - TAPI	6.168.228	28,5	FANNY - 18B	17.113.000	22,4
ATACAPI	7.839.581	29,8	MARIANN	5.511.350	26,3
PARAHUACU	6.462.621	27,7	TARAPOA	1.200.000	19,2
CUYABENO SANSAHUARI	- 35.321.144	26,3			
VICTOR HUGO RUALES	23.219.757	30,9			
SINGUE	1.770.099	24,3	<b>CONTRATOS DE PRESTACION DE SERVICIOS</b>		
FRONTERA	5.264.462	32,1			
SHUSHUFINDI AGUARICO	- 822.980.210	29,9			
LIMONCOCHA (80 %)	44.646.041	27,0	OCCIDENTAL	137.081.912	
SACHA	284.379.808	28,3			
PUCUNA	15.715.970	29,5	JIVINO	75.036.647	24,2
COCA - PAYAMINO	38.542.533	24,8	LIMONCOCHA (20%)	11.161.510	27,0
PARAISO	51.139.209	27,8	LAGUNA	50.883.755	23,5
AUCA	76.424.989	26,2			
AUCA ESTE	2.063.053	16,0			
CONONACO	69.694.120	30,0	ELF	23.111.425	
YUCA	6.377.314	22,4			
CULEBRA YULEBRA	- 19.953.857	20,1	SUNKA - WANKEE	23.111.425	17,5
ANACONDA	7.084.628	26,0			
PALANDA	30.074.647	24,0			
PINDO	23.278.232	18,0	ORYX	7.241.999	
PUMA	6.992.242	24,2			
TIGUINO	13.239.930	28,8	GACELA	7.241.999	23,6
PACAY	22.025.587	27,0			
CONGA	19.390.000	19,0			
<b>SUBTOTAL</b>	<b>1.923.767.825</b>		<b>SUBTOTAL</b>	<b>191.259.686</b>	
<b>GRAN TOTAL (PETROPRODUCCION + EMPRESAS PRIVADAS)</b>				<b>2.115.027.511</b>	

**FUENTE:** Reporte de Comisión DNH-PETROPRODUCCION, 08-III-94.

**ELABORACION:** Subdirección de Política Económica Externa/DPCyEVAS.

**FECHA DE ELABORACION:** Junio 15 de 1994.

Las reservas probadas de los campos sin producir y las reservas probables - correspondientes a estructuras detectadas por trabajos y estudios de exploración en áreas de PETROECUADOR y que tienen una alta posibilidad de contener hidrocarburos por

encontrarse cerca de los campos productivos - se han estimado en 1544.79 MMB, de los cuales el 68.0 por ciento (1050.51 MMB) corresponden a la empresa estatal y el 32.0 por ciento a las empresas privadas. La densidad del crudo de estos campos varía entre 10.5 y 29.1 grados API (Cuadro N. 2).

## CUADRO No. 2

### Reservas Probadas de Petróleo -Campos sin Producir-

Al 31 de diciembre de 1993

PETROPRODUCCION			EMPRESAS PRIVADAS		
CAMPO	RESERVAS -barriles-	API	CAMPO	RESERVAS -barriles-	API
PRIMAVERA	1.500.000	15,7	<b>CONTRATOS DE PRESTACION DE SERVICIOS</b>		
SHIRIPUNO	21.470.000	15,4			
TIPUTINI	40.000.000	15,0	OCCIDENTAL	61.810.000	
ISHPINGO	460.000.000	16,0	INDIYANA - ITAYA	61.810.000	19,9
PAÑACOCCHA (A marzo/94)	146.000.000	29,1			
TAMBOCOCHA	50.000.000	16,0	ELF	8.500.000	
CURARAY	14.000.000	22,5	YAMPUNA (*)	2.400.000	21,0
CACHIYACU	12.810.000	18,3	X(SSE) (*)	6.100.000	18,0
DANTA	24.770.000	17,0			
AMAZONAS (*)	5.610.000	11,0	ORYX	21.966.526	
BALSAURA (*) 4	4.260.000	20,5	LOBO	2.518.556	20,5
CONAMBO (*)	33.860.000	14,1	JAGUAR	15.924.850	24,3
HUITO (*)	26.750.000	10,5	MONO	3.523.120	24,0
MARAÑON (*)	2.590.000	11,7			
SHIONAYACU (*)	1.190.000	11,0	ARCO	162.000.000	
OGLAN (*)	40.600.000	11,7	VILLANO	158.000.000	20,8
DAYUNO (*)	13.100.000	13,0	MORETECOCHA	4.000.000	20,8
<b>RESERVAS PROBABLES ( CAMPOS SIN PERFORAR)</b>			BRASPETRO	8.000.000	
ANACONDA	6.000.000	24,0			
QUILLA	20.630.000	27,0	TIWAE - AWANT (*)	8.000.000	14,6
SACHA	3.710.000	28,3			
VISTA	8.060.000	28,3	MAXUS	232.000.000	
ARMADILLO	26.540.000	24,0	AMO	68.900.000	18,2
TUCAN	24.910.000	24,0	DAIMI	39.600.000	16,5
HUACHITO	5.000.000	27,0	GINTA	38.400.000	16,6
BIGUNO	12.560.000	27,0	IRO	37.100.000	15,8
YANUQUINCHA	4.000.000	24,0	BOGUI - CAPIRON	25.900.000	19,3
CONGA	19.390.000	24,0	TIVACUNO	22.100.000	22,5
PEÑA BLANCA	12.600.000	28,0			
OCANO	8.600.000	28,0			

SUBTOTAL	1.050.510.000	SUBTOTAL	494.276.526
GRAN TOTAL (PETROPRODUCCION + EMPRESAS PRIVADAS)		1.544.786.526	

(\*) Incorporación a la producción aún no definida.

**FUENTE:** Reporte de Comisión DNH-PETROPRODUCCION, 08-III-94.

**ELABORACION:** Subdirección de Política Económica Externa/DPCyEVAS.\

**FECHA DE ELABORACION:** Junio 15 de 1994.

Se hacen constar además las reservas posibles, por un monto de 805.94 MMB de petróleo de una gravedad API estimada entre 12.0 y 34.0 grados. De este volumen, el 56.1 por ciento ( 452.0 MMB) estaría localizado en áreas que opera la compañía Occidental, el 37.5 por ciento ( 301.94 MMB ) se encontrarían en estructuras prospectivas identificadas en áreas de PETROPRODUCCION y el 6.4 por ciento restante en áreas asignadas a las otras empresas de prestación de servicios: Oryx, Arco, Elf y Braspetro (Cuadro No.3)

### CUADRO No. 3

#### RESERVAS POSIBLES DE PETROLEO

Al 31 de diciembre de 1993

PETROPRODUCCION			EMPRESAS PRIVADAS		
CAMPO	RESERVAS -barriles-	API	CAMPO	RESERVAS -barriles-	API
SABALO	5.000.000	25,0	CONTRATOS DE PRESTACION DE SERVICIOS		
IMUYA	198.750.000	16,0			
SANSAHUARI OESTE	2.600.000	26,0	OCCIDENTAL	452.000.000	22,7
SANSAHUARI ESTE	5.280.000	27,0			
CUYABENO OESTE	5.620.000	26,0	ELF	34.000.000	18,6
QUINDE	800.000	28,0			
CONEJO	16.189.750	28,0	ORYX	8.000.000	26,8
BETANO	7.680.000	34,0			
CAJA	3.370.000	34,0	ARCO	2.500.000	18,7
TIPUTINI OESTE	21.517.500	18,0			
CACHIYACU ESTE - SUR	1.333.000	13,0	BRASPETRO	7.500.000	15,0
GABARON SUR	831.150	13,0			
DAYUNO NORTE	2.890.250	12,0			
AHUANO	9.133.050	14,8			
TZAPINO OESTE	8.947.200	14,8			

LAGARTOYACU	6.000.000	14,0	
VICTORIA	6.000.000	14,0	BLOQUES DE VII RONDA: SIN ESTIMAR
<b>SUBTOTAL</b>	<b>301.941.900</b>		<b>SUBTOTAL 504.000.000</b>
<b>GRAN TOTAL (PETROPRODUCCION + EMPRESAS PRIVADAS)</b>			<b>805.941.900</b>

**FUENTE:** Reporte de Comisión DNH-PETROPRODUCCION, 08-III-94.

**ELABORACION:** Subdirección de Política Económica Externa/DPCyEVAS.\

**FECHA DE ELABORACION:** Junio 15 de 1994.

#### **CUADRO No. 4**

##### **RESERVAS DE PETROLEO DEL ECUADOR**

Al 31 de diciembre de 1993

<b>CLASIFICACION</b>	<b>RESERVAS</b>	<b>GRAVEDAD</b>
	<b>-barriles-</b>	<b>API</b>
RESERVAS PROBADAS DE CAMPOS EN PRODUCCION	2.115.027.511	27,8
RESERVAS PROBADAS Y PROBABLES DE CAMPOS SIN PRODUCIR	1.544.786.526	21,2
<b>TOTAL RESERVAS PROBADAS + PROBABLES</b>	<b>3.659.814.037</b>	
RESERVAS PROBADAS Y PROBABLES EN PENINSULA	26.300.000	36,0
RESERVAS POSIBLES	805.941.900	21,8
<b>GRAN TOTAL</b>	<b>4.492.055.937</b>	

**FUENTE:** Reporte de Comisión DNH-PETROPRODUCCION, 08-III-94.

**ELABORACION:** Subdirección de Política Económica Externa/DPCyEVAS.\

**FECHA DE ELABORACION:** Junio 15 de 1994

En resumen, las cifras anotadas anteriormente indican, con un alto grado de confiabilidad, que el país cuenta con reservas probadas y probables de 3659.82 MMB. Este volumen incluye 152 MMB de trece campos que aún no han sido probados mediante la perforación exploratoria<sup>2</sup>. Además, considerando las reservas de la Península de Santa Elena y las reservas posibles, se tiene un gran total a nivel nacional de 4492.06 MMB (Cuadro No. 4).

## **1.2 Producción de hidrocarburos**

La producción nacional de petróleo se obtiene de los yacimientos del Oriente (99.5 %) y de la Península de Santa Elena (0.5 %). A partir de marzo de 1993, en que empezaron a producir los campos descubiertos por las compañías de prestación de servicios, los volúmenes de extracción han ido en franco ascenso y en la actualidad se aproximan a una tasa de 390 mil barriles por día, (MBD).

Durante el primer semestre de 1994, la producción nacional acumulada alcanzó los 65.9 millones de barriles, de los cuales el 90.1 por ciento correspondieron a PETROECUADOR, el 1.3 por ciento a City, y el 8.6 por ciento a las compañías de prestación de servicios Elf, Tripetrol, Oryx, Occidental y Maxus. Las últimas tres contratistas operan los campos Coca-Payamino, Limoncocha y Tivacuno, respectivamente, que fueron descubiertos por PETROECUADOR.

Para los años siguientes, hasta el 2013, la comisión interinstitucional ha proyectado las tasas diarias de extracción, considerando únicamente las reservas probadas y probables, y excluyendo en forma expresa las reservas posibles ya reportadas y las que puedan ser descubiertas en el futuro como resultado de las rondas de licitación petrolera que se efectúen. Este criterio es razonable debido a la incertidumbre que conllevan los trabajos de exploración.

De acuerdo con las proyecciones presentadas en el Cuadro No. 5, para el año 1994 se espera una tasa promedio diaria de 399.4 MBD. Esta tasa irá incrementándose paulatinamente hasta alcanzar un máximo de 490.6 MBD en 1999 y descenderá luego hasta un nivel de 139.3 MBD el año 2013.

#### **CUADRO No. 5**

##### **PROYECCIONES DE PRODUCCION**

Año	PRODUCCION ORIENTE -B/D-	PRODUCCION PENINSULA -B/D-	PRODUCCION NACIONAL	
			DIARIA -B/D-	ANUAL -MMB/AÑO-
1994	395.811	3.620	399.431	141,80
1995	438.855	4.791	443.646	157,49
1996	478.480	5.707	484.187	171,89
1997	479.772	6.335	486.107	172,57
1998	465.702	6.183	471.885	167,52
1999	484.950	5.609	490.559	174,15
2000	484.642	5.460	490.102	173,99
2001	467.901	4.697	472.598	167,77
2002	448.635	4.182	452.817	160,75
2003	421.960	3.711	425.671	151,11
2004	390.178	3.366	393.544	139,71
2005	357.227	3.038	360.265	127,89
2006	324.533	2.768	327.301	116,19
2007	298.172	2.444	300.616	106,72
2008	275.906	2.281	278.187	98,76
2009	238.439	1.823	240.262	85,29
2010	200.770	1.702	202.472	71,88
2011	165.231	1.612	166.843	59,23
2012	152.347	1.451	153.798	54,60

2013	138.049	1.230	139.279	49,44
PRODUCCION TOTAL (1)	2.523,18	25,56		2.548,75
RESERVAS al 31-XII-1993 (2)	3.659,81	26,30		3.686,11
RESERVAS REMAN. al 31-XII-2013 (2)	1.136,63	0,74		1.137,36

(1) Producción total entre 1994-2013, en millones de barriles, considerando 355 días/año operacionales.

(2) En millones de barriles.

Al hacer un desglose de la producción por empresas (Cuadro No. 6), se aprecia que el aporte proyectado para las compañías de servicios es de 72.8 MBD en el año 1994, alcanza su máximo pico apenas tres años después, con 148.3 MBD, y luego declina paulatinamente hasta un mínimo de 15.9 MBD en el año 2013. Esta evolución de producción planteada permite apreciar que los campos, tan pronto estén desarrollados, serán sometidos a un máximo ritmo de extracción.

### 1.3 Nuevos criterios para la exploración y explotación

Los descubrimientos que las trece empresas de prestación de servicios han realizado durante los últimos nueve años, han aportado muy poco al potencial petrolero del Ecuador. A la fecha, tan sólo el 8.6 por ciento de las reservas probadas y de la producción nacional provienen de los campos operados por esas compañías, que contienen además un crudo de baja calidad. A su vez, parte importante de esta producción se obtiene de campos descubiertos y cedidos por PETROECUADOR.

Aunque las causas para el pobre resultado obtenido son muy diversas, la principal parece ser el haber continuado con los esquemas técnicos de exploración que en un inicio dieron buenos resultados a Texaco y a PETROECUADOR, pero que al momento se los puede considerar casi agotados. Estos esquemas se basan en la búsqueda de hidrocarburos en trampas estructurales localizadas en los sedimentos cretácicos del centro de la cuenca amazónica, dando poca importancia a otros tipos de acumulaciones que pudieran existir a niveles más profundos o en los bordes de la cuenca.

#### CUADRO No. 6

##### PROYECCION DE LA PRODUCCION POR EMPRESAS

- Barriles / día -

Año	PETROPRODUCCION	PETROECUADOR CITY	Compañías servicios	Total Nacional
1994	321.767	4.875	72.789	399.431
1995	330.877	4.637	108.132	443.646
1996	340.500	4.411	139.276	484.187
1997	333.640	4.195	148.272	486.107

1998	326.572	3.990	141.323	471.885
1999	350.530	3.796	136.233	490.559
2000	354.364	3.610	132.128	490.102
2001	341.353	3.434	127.811	472.598
2002	323.737	3.266	125.814	452.817
2003	302.658	3.107	119.906	425.671
2004	280.628	2.955	109.961	393.544
2005	260.658	2.811	96.796	360.265
2006	240.360	2.674	84.267	327.301
2007	222.755	2.543	75.318	300.616
2008	207.027	2.419	68.741	278.187
2009	176.758	2.301	61.203	240.262
2010	154.783	2.188	45.501	202.472
2011	132.406	2.082	32.355	166.843
2012	127.461	1.980	24.357	153.798
2013	121.539	1.883	15.857	139.279

**FUENTE:** Reporte de Comisión DNH-PETROPRODUCCION, 08-III-94.

**ELABORACION:** Subdirección de Política Económica Externa/DPCyEVAS.\

**FECHA DE ELABORACION:** Junio 15 de 1994.

En lo que se refiere a explotación de crudo, resulta de interés observar en las cifras proyectadas, que la producción no será sostenida a través del tiempo, lo que indica que los campos serán producidos a sus máximas capacidades y que entrarán en su etapa de declinación a partir del año 2000. Esto trae consigo otro problema, y es que cuando por cualquier motivo se paralice la producción en uno o varios campos, ésta no podrá ser recuperada posteriormente al no haber dejado un margen de capacidad para ello. El incumplimiento de las metas de producción previstas para el primer semestre de 1994, y la posibilidad de que esto se repita en el futuro, han llevado a PETROECUADOR a replantear las cifras propuestas para 1994 y 1995<sup>3</sup>.

De otro lado, un rápido análisis de los volúmenes de extracción proyectados para los campos de las empresas de prestación de servicios, llevan a la conclusión de que estos difícilmente se cumplirán, debido al alza y caída bruscas de las tasas durante el período en estudio. En lo que va del año 1994, la tasa diaria para estas empresas apenas ha superado los 30 MBD, cuando se había proyectado un promedio anual de 72.8 MBD, haciéndose evidente la imposibilidad de cumplir con las estimaciones planteadas<sup>4</sup>.

Además, hay que tener presente que sometiendo los campos a regímenes de producción elevados, se acelera el agotamiento de las reservas. De acuerdo con el cuadro No. 5, entre 1994 y 2013 se producirán 2523.18 MMB en el Oriente y 25.56 MMB en la Península de Santa Elena. Restando estos volúmenes de las reservas actuales, se tiene que al final del período las reservas remanentes en el Oriente se habrán reducido a un 31.1 por ciento (1136.63 MMB) y en la Costa a un 2.81 por ciento (0.74 MMB). Para ese entonces, la producción nacional se estima en 139.28 MBD, lo que, como se verá más adelante, no será suficiente para abastecer ni siquiera el consumo interno.

Se hace necesario, entonces, introducir nuevos criterios para la exploración y la explotación de hidrocarburos, con la finalidad de orientar estas actividades hacia un

incremento real de las reservas y hacia una producción sostenida de crudo, que garanticen los ingresos que el país requiere durante el mayor tiempo posible.

La coyuntura aparece favorable en momentos en que se ha incentivado el concurso del capital privado con la puesta en vigencia de los contratos de participación, objeto de la VII Ronda, y con el inicio del proceso para sacar a licitación algunos campos considerados marginales.

En las negociaciones conducentes a la firma de los contratos que resultaren de estos concursos, debiera hacerse énfasis en la realización de estudios y trabajos exploratorios con técnicas avanzadas, con esquemas de investigación diferentes y con inversiones suficientes para garantizar la búsqueda de reservas comercialmente explotables.

De otro lado, cuando se declare la comercialidad de la explotación de los campos debe asegurarse al Estado un mínimo de ingresos, en concordancia con la magnitud de las reservas descubiertas. La aplicación de los contratos de prestación de servicios no ha sido muy beneficiosa en este sentido, pues pese a que PETROECUADOR ha deseado incentivar a algunas compañías compartiendo con ellas la operación y producción de campos probados, en determinados casos el volumen y la calidad del crudo -que pertenece y es exportado en su totalidad por la empresa estatal- sólo permiten pagar y reconocer utilidades a las contratistas, sin que quede saldo alguno para el erario nacional.

Con los nuevos contratos de participación se espera solucionar estos inconvenientes, toda vez que en ellos se establece que participarán en la producción, tanto el Estado como las compañías, de acuerdo con los porcentajes que estas hayan hecho constar en sus ofertas; de esta manera, cada parte obtendrá de inmediato un volumen comercial de crudo y podrá exportarlo directamente.

Finalmente, para obtener una producción sostenida a través del tiempo, en circunstancias en que las limitadas reservas exigen una prudente extracción de petróleo, debiera fijarse como meta una **relación reserva-producción** no menor a 20 años<sup>5</sup>. Para esto, una práctica y sana medida de conservación a aplicarse consistiría en que, a medida que los contratistas incorporen nuevos campos a la producción, PETROECUADOR disminuya la explotación en sus áreas. Esto ayudaría además a recuperar la energía natural de los yacimientos, como sucedió cuando se restringieron las operaciones en el Oriente, por los daños que causara al oleoducto transecuatoriano el terremoto de marzo de 1987.

## **II. Industrialización de los hidrocarburos**

El crudo producido tanto en la Amazonía como en la Península, sirve para atender en primer lugar el abastecimiento de las refinerías del país, con el objeto de satisfacer la demanda interna de derivados. A la fecha, el Ecuador prácticamente se autoabastece de combustible, pues importa únicamente ciertos volúmenes de gas licuado de petróleo (G.L.P.) y gasolina de aviación (AVGAS).

La actual capacidad instalada de procesamiento, a nivel nacional, es de 147 MBD. La refinería de Esmeraldas procesa 90 MBD; en La Libertad, dos plantas medianas refinan

46 MBD; y, en el Oriente, las refinerías Amazonas y Lago Agrio tratan de cubrir las necesidades de la región con capacidades de 10 MBD y 1 MBD, respectivamente.

El inicio de la explotación de los crudos pesados descubiertos por las compañías de prestación de servicios y la creciente demanda, han hecho prever un cambio sustancial en la infraestructura industrial indicada. Para el efecto, PETROINDUSTRIAL, filial de PETROECUADOR, ha emprendido en una serie de proyectos, cuyos aspectos principales se exponen a continuación.

### **2.1 Ampliación de la Refinería Esmeraldas**

Este proyecto consiste en ampliar la capacidad de la planta a 110 MBD y en cambiar el patrón de refinación para procesar la mezcla de petróleo de menor gravedad API, que se transportará desde la Amazonía a Balao, a través del oleoducto transecuatoriano.

A medida que aumente la producción de crudos pesados y disminuya la de livianos, la densidad de la mezcla descenderá paulatinamente de un promedio de 28.5 grados API en 1994, a 23.82 grados en el 2002. Cuando empiece la declinación de los campos que contienen crudo de más baja calidad, la proporción de pesados y livianos se revertirá, y la gravedad se incrementará ligeramente hasta llegar a 24.54 °API, el año 2013.

Las variantes en la calidad del crudo ecuatoriano han obligado a establecer, entre los objetivos básicos de la ampliación, los siguientes: producir combustibles dentro de especificaciones para cubrir la demanda de la zona norte y parte de la demanda de la zona sur del país; mejorar los estándares de calidad de los productos en concordancia con las tendencias del mercado internacional; y, precautelar el medio ambiente frente a situaciones adversas causadas por el complejo procesamiento de un crudo con mayor efecto contaminante. Para esto, se reducirá el contenido de azufre en el diesel y se eliminará progresivamente el uso del tetraetilo de plomo en las gasolinas.

El proyecto, que se espera esté concluido en 1996, requiere de una inversión de 200 millones de US dólares, de los cuales el 70 por ciento será financiado con crédito obtenido por la empresa adjudicataria.

### **2.2 Ampliación de la Refinería Amazonas**

La ampliación de la capacidad de esta planta, de 10 a 20 MBD, tiene como principal objetivo equilibrar la oferta/demanda de diesel en la zona oriental, atendiendo las necesidades de las empresas que operan en la actividad petrolera.

Facilitan el desarrollo de este proyecto, la infraestructura existente en el complejo industrial de Shushufindi que permitirá reducir el monto de inversiones por barril de capacidad instalada, y el poliducto Shushufindi-Quito que posibilitará la distribución de los productos derivados excedentes a un menor costo.

La inversión necesaria para esta ampliación se ha estimado en 24 millones de US dólares, financiados íntegramente por PETROECUADOR. La ejecución de la obra, que está a cargo del Consorcio Kellog-Bufette, se encuentra bastante adelantada, esperándose que para 1995 se pueda procesar 15 MBD de crudo y que para 1996 opere a su capacidad total de 20 MBD.

### 2.3 Readecuaciones en la Refinería La Libertad

La mayor parte de las instalaciones de esta refinería viene funcionando desde 1959, lo que hace necesario su modernización para aumentar la eficiencia, disminuir costos de operación y mantenimiento, y alargar su vida útil. Con el ingreso a la producción de los crudos pesados es imprescindible, además, instalar unidades para obtener un mayor rendimiento de productos livianos y eliminar la adición de plomos en las gasolinas para mejorar su octanaje.

Las inversiones para estas readecuaciones se estiman en 300 millones de US dólares y serán financiadas por el capital privado mediante el sistema BOT (Build, Operate and Transfer).

### 2.4 Cargas de crudo a refinerías

Las futuras entregas de petróleo, para su procesamiento en las refinerías del país, estará en función del avance de obras en las ampliaciones y readecuaciones, de los mantenimientos periódicos y, sobre todo, de la demanda interna de derivados.

Las proyecciones, que con este objeto ha realizado PETROINDUSTRIAL, constan en el Cuadro No. 7 y en el Gráfico No. 1. Como puede apreciarse, entre 1994 y 1997, las cargas diarias a las refinerías del país aumentarán desde 130.85 a 175.00 MBD.

Este volumen de abastecimiento se mantendrá en el futuro, a excepción del período 2000-2005 en que se reducirá debido a operaciones de mantenimiento y readecuaciones en las diferentes plantas.

Al relacionar las proyecciones de producción de petróleo proveniente de los campos con las de cargas a refinerías, se observa que el país podrá autoabastecerse de crudo únicamente hasta el año 2011; posteriormente, si no se descubren y se incorporan a la producción nuevas reservas, deberá realizarse importaciones para atender las necesidades de refinación y consumo interno de derivados.

### 2.5 Consideraciones sobre la industrialización

Un análisis de lo expuesto anteriormente, sobre las actividades de refinación de hidrocarburos, permite concluir que estas han sido razonablemente conducidas en la última etapa petrolera del país. Cuando se necesitó contar con mayor capacidad de procesamiento que las que proporcionaban las plantas de Anglo y Repetrol en la Península, PETROECUADOR (ex-CEPE) construyó y ha venido operando la Refinería de Esmeraldas, la Planta de Gas de Shushufindi y la Refinería Amazonas.

#### CUADRO No. 7

##### PROYECCION DE BALANCES DEL CRUDO ECUATORIANO

-Barriles/día -

Año	PRODUCCION ORIENTE	ENTREGADO REF. ORIENTE	RESIDUO REV. OLEODUCTO	TRANSPORTE OLEODUCTO A BALAO	PRODUCCION PENINSULA	PRODUCCION DISPONIBLE BALAO+PEN.	REFINERIA ESMERALDAS	REFINERIA PENINSULA	EXCEDENTE EXPORTABLE
1994	395.811	11.000	5.000	389.811	3.620	393.431	86.000	33.850	273.581

1995	438.855	11.000	5.000	432.855	4.791	437.646	90.000	44.000	303.646
1996	478.480	21.000	9.500	466.980	5.707	472.687	90.000	44.000	338.687
1997	479.772	21.000	9.500	468.272	6.335	474.607	110.000	44.000	320.607
1998	465.702	21.000	9.500	454.202	6.183	460.385	110.000	44.000	306.385
1999	484.950	21.000	9.500	473.450	5.609	479.059	110.000	44.000	325.059
2000	484.642	21.000	9.500	473.142	5.460	478.602	98.000	35.000	345.602
2001	467.901	21.000	9.500	456.401	4.697	461.098	100.000	36.000	325.098
2002	448.635	21.000	9.500	437.135	4.182	441.317	103.000	37.000	301.317
2003	421.960	21.000	9.500	410.460	3.711	414.171	105.000	38.000	271.171
2004	390.178	21.000	9.500	378.678	3.366	382.044	108.000	39.000	235.044
2005	357.227	21.000	9.500	345.727	3.038	348.765	110.000	42.700	196.065
2006	324.533	21.000	9.500	313.033	2.768	315.801	110.000	44.000	161.801
2007	298.172	21.000	9.500	286.672	2.444	289.116	110.000	44.000	135.116
2008	275.906	21.000	9.500	264.406	2.281	266.687	110.000	44.000	112.687
2009	238.439	21.000	9.500	226.939	1.823	228.762	110.000	44.000	74.762
2010	200.770	21.000	9.500	189.270	1.702	190.972	110.000	44.000	36.972
2011	165.231	21.000	9.500	153.731	1.612	155.343	110.000	44.000	1.343
2012	152.347	21.000	9.500	140.847	1.451	142.298	110.000	44.000	-11.702
2013	138.049	21.000	9.500	126.549	1.230	127.779	110.000	44.000	-26.221

FUENTE: REPORTE DE COMISION DNH-PETROPRODUCCION, 08-III-94, Y PETROINDUSTRIAL.

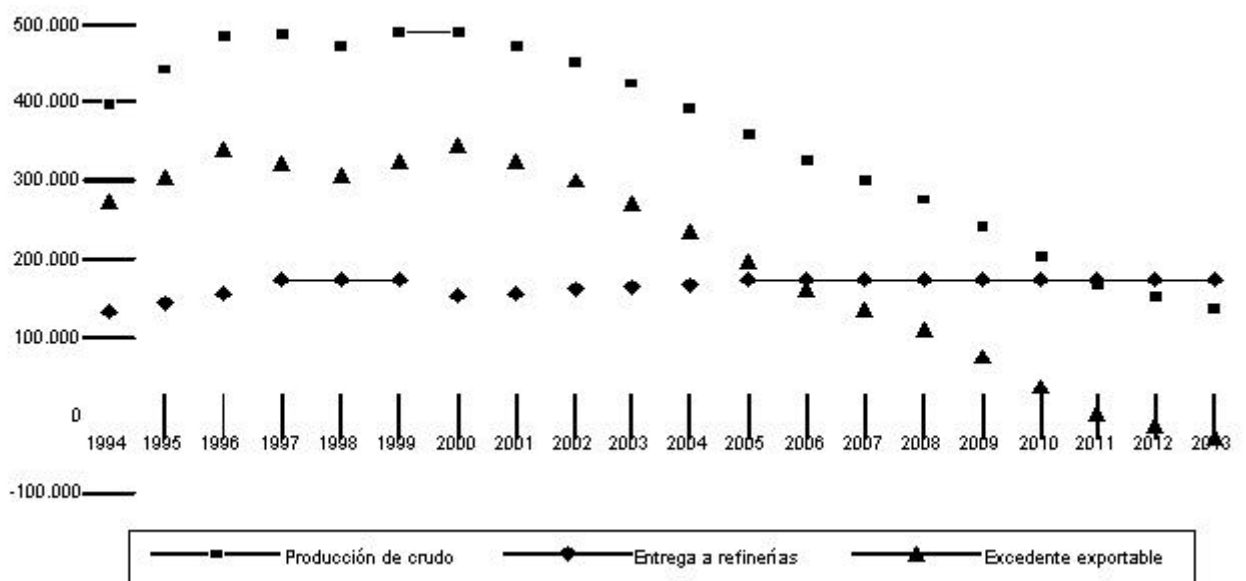
ELABORACION: SUBDIRECCION DE POLITICA ECONOMICA EXTERNA/DPCyEVAS.

FECHA DE ELABORACION: SEPTIEMBRE 30 DE 1994.

## GRAFICO No. 1

### PROYECCION DE BALANCES DEL CRUDO ECUATORIANO

Años: 1994-2013



El ampliar y modernizar la infraestructura industrial con la activa participación de la empresa privada, manteniendo el Estado un debido control dado el carácter estratégico de esta fase de la industria, garantiza al país un abastecimiento continuo y eficiente de los combustibles necesarios para la producción y el transporte público.

En la búsqueda de nuevas fuentes de energía, un proyecto que resalta por su importancia es el aprovechamiento del Gas del Golfo de Guayaquil. Para el desarrollo de esta área, el consorcio australiano-norteamericano BHP-King Ranch ha presentado una oferta dentro del proceso de la VII Ronda. Este grupo ha planteado invertir 32 millones de US dólares en una primera etapa de estudios y perforación de tres pozos; 40 millones para desarrollar, explotar y transportar el producto; y, alrededor de 100 millones de US dólares para la construcción de una planta termoeléctrica. Si las reservas de gas lo permiten, en una segunda etapa se ampliaría el proyecto con la construcción de otras dos plantas termoeléctricas a un costo de 500 millones de US dólares.

Hay que acotar, sin embargo, que en circunstancias en que se lucha contra la contaminación del medio ambiente, el «gas seco» del campo Amistad, sería una alternativa viable para ser utilizado también en el funcionamiento de calderas y otras maquinarias del sector industrial. Esto permitiría además disponer de mayores cantidades de diesel y fuel oil - combustibles que hoy se utilizan con ese objeto - para ser exportados y generar mayores ingresos para el Estado.

En todo caso, el Gobierno Nacional ha puesto de manifiesto su disposición para hacer realidad la explotación y buen uso de este recurso gasífero, condicionando, eso sí, a que las operaciones sean totalmente rentables y se ejecuten sin subvención alguna por parte del Estado.

### **III. Transporte de crudo por oleoductos**

La producción de petróleo de la Región Amazónica es evacuada para su exportación, hasta el puerto de Balao en Esmeraldas, a través del Sistema de Oleoducto Transecuatoriano, SOTE.

Este sistema de oleoducto principal fue construido por la compañía William Brothers y entró en funcionamiento en junio de 1972 con una capacidad inicial de transporte de 250 MBD. Tiene una longitud de 500 kilómetros, de los cuales 70 Kms. son de 20 pulgadas y 430 Kms. de 26 pulgadas de diámetro.

El petróleo es impulsado desde Lago Agrio hasta el punto más alto en la cordillera (Alto de La Virgen a 4064 m. sobre el nivel del mar) por un subsistema de 5 estaciones de bombeo, situadas en Lago Agrio, Lumbaqui, Salado, Baeza y Papallacta. Para reducir paulatinamente la presión que se produce al descender el crudo desde la cordillera a la costa, se dispone de 4 estaciones reductoras localizadas en San Juan, Chiriboga, La Palma y Santo Domingo.

Este sistema ha sido sometido a diferentes ampliaciones, con el objeto de satisfacer las crecientes necesidades de transporte, a medida que se ha incrementado la producción en la Región Oriental. Cuando se suspendió su utilización durante seis meses, por la destrucción de un tramo de 40 Kms. que le causó el terremoto de 1987, se optó por

llevar un caudal de 50 MBD de crudo a través del Oleoducto Trasandino de Colombia (OTA) hasta el puerto de Tumaco, desde donde era enviado a Esmeraldas vía cabotaje.

### **3.1 Capacidad actual de transporte**

En 1985, la capacidad del SOTE fue ampliada a 300 MBD, y posteriormente, en 1992, a 325 MBD. Debido a que la tubería ha sido diseñada y construida para transportar hasta 400 MBD, PETROECUADOR ha instalado equipos adicionales y ha utilizado polímeros para aumentar el caudal de flujo en unos 30 MBD.

Si se toma en cuenta que a través del oleoducto colombiano, OTA, se continúa evacuando alrededor de 30 MBD de crudo Oriente, se puede decir entonces que la capacidad total de transporte es actualmente de 385 MBD.

En cuanto a las tarifas reportadas por PETROECUADOR para el año 1993 fueron: para el SOTE, de US \$ 0.50 a 0.52/bl, y para el OTA, de US \$ 1.00/bl. Considerando que durante ese año se transportaron 177.5 millones de barriles por el primer sistema y 4.6 millones por el segundo, los costos por este concepto estuvieron en el orden de 95.1 millones de US dólares, de los cuales 4.6 millones se pagaron a ECOPETROL, la empresa petrolera estatal de Colombia.

### **3.2 Volúmenes de crudo a transportarse en el futuro**

El volumen neto que se transporta desde la Amazonía hasta la Costa, se lo obtiene restando de la producción del área, las cantidades que se entregan a las refinerías Amazonas y Lago Agrio. A esta diferencia debe adicionarse los volúmenes de residuo que salen de tales refinerías una vez que ha terminado el procesamiento y se han obtenido los productos derivados.

En la actualidad se entregan 10 MBD a la Refinería Amazonas y 1 MBD a la de Lago Agrio; luego del proceso se obtienen de ellas, 4.5 y 0.5 MBD de residuos, respectivamente, los mismos que son revertidos al oleoducto. A partir de 1996, en que se dobla la capacidad de la Refinería Amazonas, el volumen de residuos aumentará a 9 MBD (Cuadro No. 7).

Según estos balances proyectados, los volúmenes que se transportarán por el oleoducto aumentarán de 432.9 MBD en 1995 a 473.5 MBD en 1999. Posteriormente descenderán a niveles de 437.1 MBD el año 2002, 382.0 MBD el 2004 y 126.5 MBD en el 2013.

### **3.3 Alternativas de evacuación del crudo desde el Oriente**

De acuerdo con las cifras indicadas, se puede deducir que la capacidad total de transporte por los dos oleoductos, SOTE y OTA, no será suficiente en un futuro inmediato para evacuar el crudo del Oriente.

Lo anterior ha motivado a que se considere la ampliación del SOTE a 450 MBD, mediante la construcción de un oleoducto paralelo al existente, con capacidad de 125 MBD y un tramo adicional, entre Villano y Baeza, para transportar el petróleo producido en el suroriente, con un caudal de 80 MBD. El sistema completo de

ampliación, que incluiría carreteras y facilidades para la operación y el mantenimiento, tendría un costo estimado de 600 millones de US dólares.

Cuando se analizan los volúmenes a ser transportados por los oleoductos, que constan en el Cuadro No. 7, se llega a la conclusión de que únicamente entre los años 1996 y 2001 se prevén cantidades de crudo superiores a 450 MBD, equivalentes a la capacidad del SOTE ampliado según el proyecto del Ministerio del ramo; antes y después de ese período se tendrían cantidades inferiores e incluso, a partir del año 2004, el volumen sería menor a 400 MBD que es la actual capacidad potencial del oleoducto transecuatoriano.

Surge entonces como alternativa el criterio de que, mediante una inversión reducida en la instalación de unidades adicionales de bombeo y de reducción de presión, en las estaciones que existen a lo largo del Oleoducto transecuatoriano, se amplíe éste para que sea utilizado a su máxima capacidad (400 MBD), y que se continúe con el uso de polímeros y del OTA para cualquier excedente que necesite ser evacuado entre 1996 y 2001.

Existen además otros factores sobre este tema que deben ser debidamente considerados:

a. El tramo Villano Baeza tendría el carácter de oleoducto secundario y de acuerdo con la Ley debería ser construido por las compañías que operan por prestación de servicios. Estas, según consta en los contratos respectivos, recuperarán los costos y obtendrán además una utilidad razonable.

b. La empresa que resulte adjudicataria para la construcción del nuevo oleoducto y operación del sistema integrado, de acuerdo con la primera alternativa, recuperaría su inversión en quince años, aumentando la tarifa de transporte a cerca de US \$ 2/bl, lo que elevaría sustancialmente los costos que por este concepto hoy tiene PETROECUADOR.<sup>(6)</sup>

De otro lado, si se considera que la ampliación entraría en funcionamiento en 1997, únicamente un tercio del período de operación trabajaría a su máxima capacidad y luego, por la declinación de la producción, habría un excedente de flujo ocioso que subiría los costos operativos y las tarifas.

c. Las proyecciones de producción deben ser revisadas ya que, a más de no ser confiables, por elevadas y por haber incluido 13 campos aún no descubiertos, van en contra del principio de conservación de las reservas. Este aconseja fijar una **relación reserva - producción** que garantice al país obtener los máximos beneficios de su riqueza petrolera durante el mayor tiempo posible (Anexo 2). Es recomendable, entonces, armonizar la producción de PETROECUADOR y las empresas privadas de manera tal que la relación indicada pueda mantenerse a través del tiempo en un mínimo de 20 años, que es el tiempo normal de vida productiva de los yacimientos medianos y pequeños y la duración del período de explotación que consta en la legislación petrolera para los contratos con las empresas privadas.

d. El continuo aumento de las tasas de producción se aparta de la política trazada por las autoridades económicas con el objeto de reducir la excesiva dependencia del comercio exterior y del Presupuesto General del Estado de un sólo producto de exportación. Al

respecto, cabe recordar que en 1984 las ventas petroleras al exterior representaban el 70.0 por ciento del total de las exportaciones, el 15.0 por ciento del PIB y el 42.6 por ciento de los ingresos fiscales, y que diez años después, en 1993, tales porcentajes de participación se han reducido a 43.2, 10.7 y 32.6 por ciento, respectivamente.

e. Finalmente, debe tratar de solucionarse el problema del monopolio natural que existe hasta la fecha por la evacuación de crudo desde el Oriente a través de un sistema único: el oleoducto transecuatoriano.

Cuando se descubran reservas adicionales que justifiquen incrementar la producción en volúmenes apreciables y construir un nuevo oleoducto, éste podría ser financiado y operado por la empresa privada, manteniendo PETROECUADOR el control y operación del SOTE. Esta modalidad, a más de evitar el monopolio, promovería entre dos operadores una sana competencia que beneficiará en forma efectiva al país.

Un aspecto importante a considerar en este caso, sería un trazado diferente para el nuevo oleoducto. De esta manera se impediría que un sabotaje o siniestro natural pueda dañar y paralizar, simultáneamente, los dos sistemas de transporte.

#### **IV. Comercialización externa de petróleo**

El Ecuador exporta en la actualidad alrededor de 252 mil barriles diarios de petróleo. Este volumen le queda disponible luego de haber satisfecho las necesidades internas, especialmente en lo que se refiere al abastecimiento de las refinerías que producen los derivados para el consumo nacional.

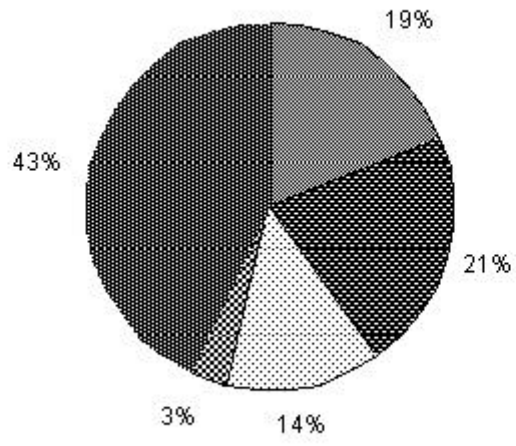
Durante 1993, las exportaciones tuvieron como destino los mercados de Estados Unidos y Puerto Rico (40 %), Lejano Oriente (27 %), Panamá (7 %), Perú (7 %), y Chile (6 %). Ventas ocasionales se efectuaron a otros países como Guatemala, Costa Rica, Trinidad, etc.

Hay que mencionar, sin embargo, que la estructura del mercado no ha sido siempre la misma, sino que ha variado en función de las necesidades de refinación de los consumidores finales y de las razones geopolíticas que influyen en la competitividad de los crudos, que serán analizadas más adelante. Así, en el gráfico N° 2, se puede apreciar que durante 1980, la participación porcentual de las ventas a Estados Unidos y Puerto Rico fue casi la mitad de la actual (21 %); a Lejano Oriente también fue sustancialmente menor (19 %); por el contrario, las exportaciones que se hacían a Chile eran más significativas (14 %); y las que se destinaban a otros países, especialmente a Las Antillas, incluyendo Aruba y Curazao, constituían un elevado porcentaje del total (43 %).

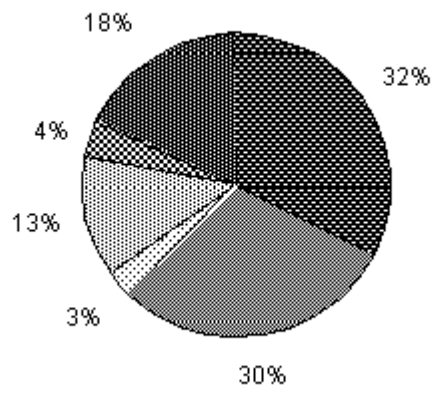
#### **GRAFICO No. 2**

#### **EXPORTACIONES PETROLERAS POR PAISES DE DESTINO**

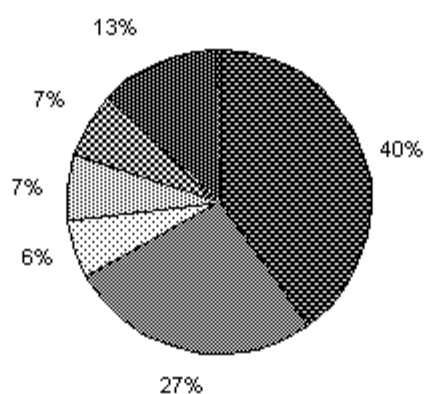
#### **Estructura Porcentual**



**1980**



**1988**



## 1993

Para 1988, se nota ya un marcado incremento porcentual de las ventas de crudo hacia Estados Unidos y Puerto Rico (33 %); Lejano Oriente también había aumentado sus compras (30 %); se había ingresado en buena proporción al mercado peruano (13 %); y, se observaba un deterioro de las exportaciones a Chile (3 %). En relación a los volúmenes comercializados con Panamá, estos no habían sufrido mayor variación (4 %), no así los destinados a otros países, que habían descendido considerablemente por la implementación de la política de PETROECUADOR de buscar mercados estables y de reducir en lo posible las ventas ocasionales.

### 4.1 Excedentes exportables

De acuerdo con los Cuadros Nos. 7 y 8, se ha estimado que los excedentes exportables serán del orden de 303.6 MBD en el año 1995, aumentarán siguiendo la tendencia de la producción hasta un máximo de 345.6 MBD durante el año 2000, y disminuirán a un ritmo tal que 11 años después habrá únicamente 1.3 MBD disponibles para ser exportados.

Como puede observarse, los regímenes de explotación proyectados permitirán que nuestro país siga siendo exportador únicamente por 16 años más. A partir del año 2012 la actividad petrolera no generará ingresos de divisas para financiar el Presupuesto General del Estado si no más bien deberán efectuarse egresos para importar crudo y poder mantener en funcionamiento las refinerías del país.

Se pone de manifiesto una vez más la importancia de iniciar una campaña exploratoria agresiva para descubrir nuevas reservas de petróleo. Mientras tanto deben explotarse las actuales con mucha prudencia, aplicando una **relación reserva-producción** que considere mantener al país autoabastecido y con suficientes excedentes exportables para que pueda satisfacer las necesidades de un desarrollo sostenible.

### CUADRO No. 8

## RESUMEN DE LA PROYECCION DE BALANCES DEL CRUDO

-Barriles/día-

Año	PRODUCCION NACIONAL (1)	ENTREGA REFINERIAS (2)	A RESIDUO OLEOD. (3)	REV. EXCEDENTE EXPORTABLE (2)+(3)	(1)-
1994	399.431	130.850	5.000	273.581	
1995	443.646	145.000	5.000	303.646	
1996	484.187	155.000	9.500	338.687	
1997	486.107	175.000	9.500	320.607	
1998	471.885	175.000	9.500	306.385	
1999	490.559	175.000	9.500	325.059	
2000	490.102	154.000	9.500	345.602	
2001	472.598	157.000	9.500	325.098	
2002	452.817	161.000	9.500	301.317	
2003	425.671	164.000	9.500	271.171	
2004	393.544	168.000	9.500	235.044	
2005	360.265	173.700	9.500	196.065	
2006	327.301	175.000	9.500	161.801	
2007	300.616	175.000	9.500	135.116	
2008	278.187	175.000	9.500	112.687	
2009	240.262	175.000	9.500	74.762	
2010	202.472	175.000	9.500	36.972	
2011	166.843	175.000	9.500	1.343	
2012	153.798	175.000	9.500	-11.702	
2013	139.279	175.000	9.500	-26.221	

### 4.2 Perspectivas del precio del crudo en el mercado mundial

Desde principio de la década de los 80, los precios del petróleo han experimentado una reducción estructural debido al estancamiento de la demanda y al exceso de oferta.

La demanda no ha evolucionado a causa de las recesiones de 1980-1982 y de 1991-1993, y por los elevados impuestos con que los países industrializados han gravado el consumo de productos refinados.

A su vez, la sobreoferta ha sido generada por la entrada de nuevos productores y la posición de algunos países del Golfo Pérsico de producir más petróleo con el objeto de obtener precios que permitan mantener la demanda en forma prolongada.

Es importante anotar que la oferta y la demanda del crudo, no responden únicamente a las leyes del mercado, sino principalmente a los movimientos geopolíticos de los países consumidores industrializados y a las estrategias adoptadas por los productores. Así, en el último período se observó un deterioro en el precio del crudo que se agudizó durante 1993; pero durante el primer semestre de 1994, la situación se revirtió por factores como la recuperación económica de los Estados Unidos y de ciertos países de Europa, el control que la OPEP está logrando ejercer sobre la oferta y por los problemas de producción presentados en Rusia, Nigeria y Mar del Norte.

En el corto y mediano plazos, se considera que el precio real del crudo continuará a la baja porque permanecerán las condiciones estructurales que lo han mantenido

deprimido, esto es, el estancamiento de la demanda y una sobreoferta presionada por las elevadas reservas hidrocarburíferas que no pueden ser fácilmente convertidas en divisas. Durante este período pasarán a ser importantes proveedores de crudo los países del Mar Caspio, Vietnam, Mar de la China, las áreas costa afuera de Africa Occidental, California y el Golfo de México, y los países productores de América Latina y el Caribe.

En el largo plazo, a partir del año 2000, se esperan incrementos moderados en los precios debido a una mayor demanda de los países industrializados. Según la Agencia Internacional de Energía, estos países continuarán utilizando en gran medida los hidrocarburos en el sector transporte, dadas las ventajas comparativas que mantendrán sobre otras fuentes alternas de energía.

Para entonces, habrá declinado la producción en Mar del Norte, Estados Unidos y la Comunidad Económica Europea; y otros países, como China, se habrán convertido en importadores netos de crudo. En tales circunstancias, la oferta en el mercado será asumida por Venezuela, Alaska, la ex-Unión Soviética, y principalmente por los países del Golfo Pérsico - Arabia Saudita, Kuwait y los Emiratos Arabes - cuyas reservas se estima durarán más de cien años (**relación reserva-producción**), y sus capacidades de extracción aumentarán en forma constante mientras la producción de otros estados, como Ecuador, tendrá que disminuir gradualmente debido a sus reservas limitadas.

Dentro de ese contexto, se han elaborado diversas proyecciones de precios del crudo para el año 2000. La Elf Aquitaine de Francia estima que será de US \$ 21/bl; el Cambridge Energy Research Associates, CERA, prevé una franja de US\$ 17 a US \$ 19/bl; y, la Agencia Internacional de Energía, AIE, pronostica que ese año empezará un aumento paulatino del precio de US \$ 23/bl hasta US \$ 28 o US \$ 30/bl en el año 2010.

#### **4.3 Previsiones del mercado, precios y valor de las exportaciones de crudo ecuatoriano**

En cada uno de los mercados, el crudo Oriente enfrenta diversos problemas de competitividad que debe ir solucionando para asegurar los contratos de venta en el corto plazo.

En Estados Unidos compite con el Alaska North Slope, en Chile con petróleos nigerianos y argentinos, en Perú y Centro América con el Caño Limón colombiano, etc.

A la fecha se han hecho presente tres grandes problemas que al parecer tendrán mayores incidencias en el mediano y largo plazos:

a. Los gigantescos campos descubiertos en Colombia -Cusiana y Cupiagua- cuyas reservas se estiman en 2000 millones de barriles de un crudo de 35 °API. Estos yacimientos han elevado el potencial petrolero de ese vecino país a 11 mil millones de barriles, con lo que podría alcanzar una producción prolongada de más de un millón de barriles diarios.

b. La inauguración, en febrero pasado, del oleoducto trasandino que permite transportar de Argentina a Chile 100 MBD del crudo Rincón de los Sauces (36 °API y 0.3 por ciento de azufre). Parte de este petróleo se refinará en las costas chilenas de

Concepción, donde termina el oleoducto, y la diferencia se exportará a otros países del Pacífico. Los primeros interesados han sido los países de Lejano Oriente que actualmente están comprando crudo ecuatoriano.

c. El denominado «Movimiento Verde», que motivó a las naciones participantes en la conferencia de Río a recomendar el uso de hidrocarburos livianos limpios, preferiblemente el gas natural, como fuente de energía. Esto afectará severamente al petróleo ecuatoriano, cuya calidad irá en franco descenso durante los próximos años.

Además, en Estados Unidos, nuestro principal comprador, el crudo Oriente ya está siendo afectado por leyes federales como el «Clean Air Act», y por regulaciones estatales encaminadas a controlar la contaminación ambiental. Estas reglamentaciones se relacionan incluso con la edad de los tanqueros que llegan a las costas norteamericanas y con los seguros contra la contaminación por derrames (Spill Liability Taxes), que ocasionan sustanciales incrementos en los fletes.

En cuanto a los precios, las condiciones de mercado que imperaban durante 1992, hicieron que nuestro crudo se venda a un promedio de US \$ 16.82/bl; para 1993, la abundante oferta hizo que la cotización cayera a un nivel de US \$ 14.42/bl; y, para 1994 se había estimado en US \$ 13.00/bl, pero luego de la recuperación observada durante los primeros siete meses, se espera que el precio promedie los US \$ 13.50/bl.

En el Cuadro No. 9 se presenta una proyección de los precios entre los años 1994 y 2013, la misma que ha considerado, entre otros, dos factores importantes:

a. Que la cotización del crudo ecuatoriano mantendrá una tendencia similar a la de los precios de la OPEP, y estos, de acuerdo a las estimaciones más conservadoras del CERA y la AIE, analizadas en el numeral anterior, alcanzarán los US \$ 17/bl el año 2000 y US \$ 28/bl el año 2010.

b. Que la densidad del crudo variará durante los próximos años por la mezcla de los hidrocarburos pesados de reciente descubrimiento con los livianos que se explotan desde 1972 en la Amazonía. Habrá que aplicar entonces un ajuste por el deterioro de la gravedad API.

Bajo las consideraciones anteriores, las proyecciones de precio del crudo Oriente indican que éste se venderá a US \$ 13.72/bl en 1995; que su cotización variará muy poco hasta el año 2000 en que su precio se situará alrededor de US \$ 15.07/bl; y, que posteriormente habrá una franca recuperación del mercado, en el que nuestro petróleo se venderá a niveles de US \$ 26.29 hacia el año 2010<sup>7</sup>.

## CUADRO No. 9

### PROYECCION DE PRECIOS DEL CRUDO ECUATORIANO

Año	Precio 28.5%/API -US\$/bi-	°API MEZCLA	ESTIMADO DE	PRECIO MEZCLA --US\$/bi-
1994	13,50	28,50		13,50
1995	13,78	26,57		13,72
1996	14,06	25,66		13,98

1997	14,34	25,33	14,25
1998	14,63	25,43	14,54
1999	14,92	24,85	14,81
2000	15,21	24,08	15,07
2001	16,34	23,90	16,18
2002	17,47	23,82	17,30
2003	18,60	23,82	18,42
2004	19,73	23,82	19,54
2005	20,86	23,92	20,66
2006	21,99	24,05	21,79
2007	23,12	24,11	22,91
2008	24,26	24,16	24,04
2009	25,40	23,96	25,16
2010	26,54	23,91	26,29
2011	27,67	23,82	27,40
2012	28,80	24,08	28,54
2013	29,93	24,52	29,68

(1) Consideranco precio de crudo de la OPEP de US\$ 17/bl el año 2000 y de US\$ 28/bl el año 2010 (Según el CERA y AIE respectivamente).

(2) Según informe de comisión Interinstitucional DNH-PETROPRODUCCION , excepto para 1994.

- Se denomina MEZCLA a la combinación de hidrocarburos pesados recientemente descubiertos con los livianos de los campos antiguos.

**ELABORACION:** SUBDIRECCION DE POLITICA ECONOMICA EXTERNA/DPCyEVAS.

**FECHA DE ELABORACION:** AGOSTO 30 de 1994.

## **CUADRO No. 10**

### **PROYECCIONES DEL VALOR DE LAS EXPORTACIONES PETROLERAS**

<b>Año</b>	<b>EXCEDENTE</b>	<b>PRECIO MEZCLA</b>	<b>VALOR EXPORTACIONES</b>
	<b>EXPORTABLE</b>	<b>-US\$/bi -</b>	<b>-MILL. US\$-</b>
	<b>-MMB / Año-</b>		
1994	97.12	13.50	1,311.13
1995	107.79	13.72	1,479.46
1996	120.23	13.98	1,680.53
1997	113.82	14.25	1,621.38
1998	108.77	14.54	1,581.12
1999	115.40	14.81	1,708.67
2000	122.69	15.07	1,848.99
2001	115.41	16.18	1,867.80
2002	106.97	17.30	1,850.58
2003	96.27	18.42	1,773.16
2004	83.44	19.54	1,630.33
2005	69.60	20.66	1,438.13
2006	57.44	21.79	1,251.43
2007	47.97	22.91	1,098.88
2008	40.00	24.04	961.76
2009	26.54	25.16	667.78

2010	13.13	26.29	345.02
2011	0.48	27.40	13.06
2012	(4.15)	28.54	(118.54)
2013	(9.31)	29.68	(276.30)

**NOTAS:**

- Se ha considerado 355 días operacionales al año.

- Se denomina MEZCLA a la combinación de los hidrocarburos pesados recientemente descubiertos con los livianos de los campos antiguos.

**ELABORACION:** SUBDIRECCION DE POLITICA ECONOMICA EXTERNA/DPCyEVAS.

**FECHA DE ELABORACION:** AGOSTO 30 de 1994.

En el análisis de la comercialización externa, hay que tener presente que, para un país pequeño exportador, esta actividad es de vital importancia dentro del quehacer petrolero, a tal punto que la explotación de los nuevos campos de hidrocarburos pesados debió planificarse en función de los mercados a los que se ha venido abasteciendo y a los que se espera ingresar en el futuro. El objetivo en este aspecto es mantener la competitividad del crudo ecuatoriano, especialmente en lo que a pureza y calidad se refiere.

Bajo el predominio de un mercado de compradores, por la abundancia de oferta, estos prefieren los crudos livianos que produzcan derivados menos contaminantes para satisfacer las exigencias de los países consumidores industrializados. Debe considerarse, entonces, que el panorama de comercialización para nuestro petróleo no se presenta tan halagador en la medida que su gravedad API y su contenido de azufre tengan que deteriorarse progresivamente por la mezcla con los crudos pesados de reciente descubrimiento.

En los Cuadros No. 9 y 10 constan los precios ajustados por la gravedad API y las estimaciones del valor de las exportaciones para el período 1994-2013. Al tomar como referencia el año 2000, se aprecia que la gravedad de la mezcla de crudo caerá a 24.08 °API frente al promedio de 28.5 °API que se estima para 1994. Así mismo, su precio sería de US \$ 15.07 en vez de US \$ 15.21 que le correspondería si conservase su densidad. Considerando que para ese año habrá un excedente exportable de 345.6 MBD (122.7 MMB anuales), se tendría algo más de US \$ 17 millones de pérdida únicamente por este concepto.

Hay que destacar, sin embargo, que la estimación anterior puede ser más bien optimista, pues al caer drásticamente la calidad y pureza del petróleo, cambiarán los crudos marcadores que se toman del mercado para fijar los precios referenciales de facturación y estos alcanzarían entonces niveles más bajos de lo previsto<sup>8</sup>.

De acuerdo con las proyecciones realizadas, las exportaciones siguen una tendencia similar a la producción de petróleo. Sus valores alcanzan un máximo entre los años 2000 y 2003, e inmediatamente después empiezan a declinar hasta que el año 2012 se vuelven negativos. Estos últimos valores indican los niveles de importaciones que serían necesarios para alimentar las refinerías, si hasta entonces no se descubren y se incorporan nuevas reservas a la producción.

Para finalizar, cabe señalar que las consideraciones expuestas en el presente trabajo, sobre las diferentes fases de la industria petrolera ecuatoriana, apuntan al mejor aprovechamiento de un recurso no renovable por parte de las presentes y futuras generaciones. Este objetivo está en concordancia con las políticas trazadas por las autoridades económicas en el sentido de reducir la participación del petróleo en el total de las exportaciones y, de incentivar a su vez las ventas externas de los productos no tradicionales para poder compensar los ingresos en el Presupuesto General del Estado. De la diligencia que se ponga en el logro de estos propósitos, dependerá que nuestro país entre en la era post-petrolera mirando con optimismo el futuro.

## **V. Conclusiones y recomendaciones**

### **5.1 Conclusiones**

5.1.1 El potencial petrolero del Ecuador, estimado al 31 de diciembre de 1993, es de 4492.06 millones de barriles (MMB). De este volumen, se han identificado en la Amazonía 3507.38 MMB como reservas probadas; 152 MMB como reservas probables y 805.94 MMB como reservas posibles. La diferencia (26.3 MMB) corresponde a las reservas probadas y probables localizadas en la Península de Santa Elena.

Las reservas probadas ya incorporadas a la producción están en el orden de 2115.03 MMB, de las cuales el 91.4 por ciento pertenecen a PETROECUADOR y el 8.6 por ciento restante a las compañías privadas.

5.1.2 La producción diaria de petróleo registrada en junio de 1994 es de 375 miles de barriles diarios (MBD), la misma que coincidentalmente es compartida en similares proporciones que las reservas probadas por la empresa estatal y las contratistas. Sin embargo, los campos de estas últimas continúan desarrollándose, por lo que es de esperar que en un futuro próximo su producción aumente aún sin que se descubran nuevos yacimientos.

Para proyectar la producción en el período 1994-2013, la Comisión Interinstitucional DNH-PETROPRODUCCION ha considerado el total de las reservas probadas y probables (3659.82 MMB). La exclusión de las reservas posibles es razonable dado el alto grado de incertidumbre que conllevan las actividades exploratorias.

De acuerdo con tales proyecciones, en el año de 1999 se tendría una extracción máxima de 490.6 MBD, pero de inmediato las tasas de producción empezarán a declinar hasta llegar a un nivel de 139.3 MBD el año 2013. Lo anterior indica que los campos, tan pronto como estén desarrollados, serán sometidos a un acelerado ritmo de explotación que puede resultar inmanejable.

Afectan la confiabilidad de los datos de producción, a más de las elevadas tasas proyectadas, el haber incluido 152 millones de barriles de reservas probables de 13 campos aún no perforados. La imposibilidad de cumplir con esta programación se ha hecho evidente durante el primer semestre de 1994 en que se produjeron 2.75 millones de barriles menos de lo previsto, lo que ha obligado a PETROECUADOR a cambiar las estimaciones de producción para 1994 y 1995.

5.1.3 El volumen y la calidad de los crudos pesados recientemente descubiertos están obligando a transformar la infraestructura petrolera nacional. La refinería de Esmeraldas será ampliada a 110 MBD de capacidad y podrá procesar petróleos de hasta 24.8 grados API a partir de 1997; la refinería Amazonas aumentará su capacidad de 10 a 15 MBD el próximo año, y a 20 MBD en 1996; y, las plantas de La Libertad serán objeto de readecuaciones, con el concurso del capital privado, para obtener un mayor rendimiento de productos livianos y eliminar la adición de plomos en las gasolinas.

Estos proyectos permitirán elevar la capacidad total de procesamiento del país, de 147 MBD que es actualmente, a 175 MBD desde el año 1997.

5.1.4 Con el objeto de facilitar la evacuación de la producción de los nuevos campos de PETROECUADOR y las empresas privadas se ha previsto la ampliación del Sistema de Oleoducto Transecuatoriano a 450 MBD, mediante la construcción de un oleoducto paralelo de 125 MBD de capacidad y un tramo adicional Villano-Baeza que transportaría el petróleo producido desde el suroriente hasta el ramal principal del SOTE. El valor total de este proyecto es de aproximadamente 600 millones de US dólares.

Debido a que las proyecciones indican un alza y caída bruscas de la producción entre los años 1994, 1999 y 2013; que los volúmenes a transportarse por oleoductos solo serían superiores a 450 MBD en el período 1996-2001; y, que tales proyecciones tendrán que ser revisadas ante la imposibilidad de ser cumplidas, se ha planteado otra alternativa de evacuación del crudo desde la Amazonía hasta la costa ecuatoriana.

La nueva alternativa consiste en destinar una inversión reducida para la instalación de unidades adicionales de bombeo y reducción de presión en las actuales estaciones del SOTE, con el objeto de alcanzar su capacidad potencial de 400 MBD. Los excedentes que se obtengan durante los años de mayor producción, continuarían siendo evacuados con el uso de polímeros y del Oleoducto Trasandino colombiano, OTA.

5.1.5 El deterioro de la calidad del crudo también ha comenzado a crear problemas de comercialización externa. La corriente que actualmente impera en los países industrializados es la de utilizar petróleos que produzcan combustibles limpios, para lo que han emitido regulaciones estatales, especialmente en Estados Unidos, que penalizan las contaminaciones de origen petrolero.

Otros factores, como los grandes descubrimientos de Cusiana y Cupiagua en Colombia, y la puesta en funcionamiento del oleoducto argentino-chileno, harán ingresar a los mercados abundantes cantidades de hidrocarburos de excelente calidad (superior a 35 °API). Esto ocasionará una fuerte competencia que dificultará la colocación de nuestro petróleo.

Dentro de este contexto, se ha estimado que el precio del crudo ecuatoriano se ubicará en un promedio de US \$ 13.72/bl en 1995; permanecerá un tanto estable, aunque con ligera tendencia al alza, hasta el año 2000; y, aumentará luego para superar la barrera de los US \$ 20/bl a partir del año 2005.

En cuanto al valor de las exportaciones, éste seguirá una evolución similar a la producción. Los ingresos máximos se obtendrán entre los años 2000 y 2002, en que las

ventas externas de petróleo sobrepasarán los US \$ 1800 millones, luego empezarán una disminución progresiva hasta que, desde el año 2012, el país tendrá que considerar egresos para importar los hidrocarburos que le permitan abastecer a las refinerías y cubrir la demanda interna de derivados.

## 5.2 Recomendaciones

5.2.1 Las limitadas reservas y las elevadas tasas de producción hacen necesario programas más agresivos de exploración para garantizar la reposición oportuna de los volúmenes de crudo que se extraen de los yacimientos.

Es recomendable la búsqueda de petróleo con tecnologías modernas y bajo esquemas diferentes a los empleados hasta la fecha. Así, por ejemplo, los objetivos primarios debieran enfocarse hacia zonas ubicadas en los bordes de las cuencas y en niveles más profundos; habría que reinterpretar toda la información existente con la finalidad de buscar otros tipos de trampas que pudieran albergar grandes acumulaciones; debiera revaluarse los yacimientos con el objeto de determinar su verdadera extensión areal y los factores que gobiernan su comportamiento, etc.

5.2.2 En lo referente a la producción de los campos, existen criterios de tipo técnico y económico de mucha importancia para su determinación. Dentro de los criterios técnicos predomina el de establecer la tasa máxima eficiente para cada pozo y yacimiento; y dentro de los criterios económicos, el aplicar la **relación reserva-producción** que permita obtener los mayores beneficios de la explotación petrolera en forma prolongada.

Hay que tener presente que las proyecciones de producción, a más de reflejar una explotación racional de las reservas, son un elemento indispensable para planificar el desarrollo de la industria petrolera y prever los ingresos que financian el Presupuesto General del Estado, por lo que los estudios que se realicen al respecto deben ser altamente confiables.

5.2.3 Es conveniente evaluar permanentemente las actividades de las empresas de prestación de servicios, el cumplimiento cabal de sus contratos y programas anuales, así como los beneficios que reportan al Estado. La experiencia obtenida en este sentido indica que un control objetivo y eficiente, como el que se ejerciera sobre la Texaco y la Gulf en su momento, ha fortalecido el respeto y la confianza de las compañías en las entidades gubernamentales y ha permitido obtener ingresos justos de sus operaciones.

5.2.4 El proyecto de aprovechamiento del gas del Golfo de Guayaquil resulta prioritario, considerando que se trata de un combustible limpio y que su uso en el sector industrial y termoeléctrico, en reemplazo del diesel y el fuel oil, dejará disponibles mayores volúmenes de estos derivados para su exportación y generación de divisas.

5.2.5 La ampliación de la capacidad de transporte de crudo por oleoducto, desde el Oriente a la Costa, debe estar en función de los volúmenes reales a ser evacuados, los mismos que han empezado a ser actualizados por PETROPRODUCCION. Otros factores importantes que merecen análisis serios tienen relación con la responsabilidad de la construcción del tramo secundario Villano-Baeza, la posible variación de las

tarifas, y el problema del monopolio natural que existe en la administración de un sistema único, el SOTE, por parte de un solo operador, PETROECUADOR.

5.2.6 El deterioro progresivo de la calidad del crudo Oriente exige una investigación exhaustiva y permanente de las complejas condiciones del mercado. En la búsqueda de los consumidores finales que posean refinerías aptas para procesar nuestro petróleo; en la determinación de los nuevos crudos marcadores para establecer los precios referenciales de facturación y precios reales competitivos y estables; y, en el conocimiento oportuno de las regulaciones que gravan los efectos contaminantes de los hidrocarburos medios y pesados, se requerirá de toda la experiencia y ejecutividad de los comercializadores que laboran en la empresa estatal.

5.2.7 Finalmente, es recomendable establecer una **relación reserva-producción** que sirva de sustento para las acciones futuras de la industria petrolera. Las limitadas reservas del país deben ser explotadas con prudencia mientras se implementan las políticas económicas encaminadas a sustituir los hidrocarburos como principal fuente de ingreso de divisas.

La relación indicada debe contemplar niveles de producción que permitan mantener, **durante el mayor tiempo posible**, el abastecimiento interno y los excedentes exportables, sin causar el agotamiento prematuro de este recurso no renovable.

## 6. Referencias

1. Banco Central del Ecuador: Cuestiones Económicas No. 22, Memorias del Simposio *Nuevos Retos en el Horizonte Petrolero Ecuatoriano*, julio de 1994.
2. Banco Central del Ecuador: *La Actividad Petrolera en el Ecuador en la Década de los 80*. 1990.
3. Banco Central del Ecuador: Memorias Anuales, 1983-1993.
4. Banco Central del Ecuador: *Resúmenes Comparativos de la Actividad Petrolera*. 1993-1994.
5. Comisión DNH-PETRO-PRODUCCION: *Reservas y Proyecciones de Producción de Petróleo*. Marzo 1994.
6. CORDES: *Política Económica*, conferencias de L. Jácome y J. Carrera. Junio-agosto de 1994.
7. Garb Forrest A. *Oil and Gas Reserves Classification, Estimation, and Evaluation*. Journal of Petroleum Technology, marzo de 1985.
8. PETROINDUSTRIAL: *Balance Oferta Demanda de derivados y Perfil de Producción de Crudo*, cuadro elaborado en mayo de 1994.
9. Publicaciones varias (revistas, prensa, documentos, etc.).

10. Segovia Alberto. *Fundamentos y Nuevos Métodos para el Cálculo de Reservas de Hidrocarburos*. 1974.

## **Anexo 1**

### **CLASIFICACION BASICA Y DEFINICIONES DE RESERVAS DE HIDROCARBUROS**

#### **Recursos y reservas**

A todo el volumen de hidrocarburos existentes en un área se denomina RECURSOS. La identificación de las condiciones necesarias para la acumulación, la comprobación de su existencia y la posibilidad de explotación de los hidrocarburos, hacen que parte de estos recursos se conviertan en RESERVAS.

#### **Clasificación de reservas**

Se denomina RESERVA al volumen de hidrocarburos, comercialmente explotable, que puede ser recuperado desde el subsuelo por los métodos de producción conocidos.

Según el tipo de fluido se clasifican en:

- a. Reservas de petróleo
- b. Reservas de gas
- c. Reservas de condensado

Según el grado de confiabilidad de su existencia:

- a. Reservas probadas: desarrolladas y no desarrolladas ( en producción y sin producir)
- b. Reservas probables
- c. Reservas posibles

Según la energía utilizada en el yacimiento para su explotación:

- a. Reserva primaria
- b. Reserva secundaria
- c. Reserva terciaria

#### **Definiciones**

Reserva probada es el volumen de hidrocarburos cuya existencia ha sido verificada por medio de información confiable obtenida de perforaciones, registro de pozos, análisis de núcleos y fluidos, pruebas de producción, etc...

Reserva probada desarrollada es aquella que puede explotarse a través de pozos perforados, estén estos produciendo o no.

Reserva probada no desarrollada es aquella que ha sido identificada por la perforación de pozos pero que no pueden ser explotados a la fecha o también aquella que existe en áreas probadas aún no perforadas.

Reserva probable es el volumen de hidrocarburos que pudiera provenir de rocas de acumulación identificadas pero que aún no han sido perforadas.

Reserva primaria es aquella que puede explotarse utilizando la energía natural del yacimiento para conseguir el flujo de fluidos desde la roca de acumulación hasta el pozo.

Reserva secundaria es aquella que requiere de la aplicación de energía externa para conseguir el flujo de los hidrocarburos desde el yacimiento hacia el pozo y facilitar su explotación. La aplicación de la energía externa se la hace a través de otro pozo.

Reserva terciaria es aquella que puede ser obtenida aplicando métodos de recuperación, luego de haber utilizado energía adicional para explotar las reservas secundarias.

### **Volumen de hidrocarburos "in situ", reserva y reserva remanente**

Una vez definido lo que es reserva, es necesario hacer hincapié en la diferencia que existe entre ésta y el volumen de hidrocarburos «in situ».

Volumen «in situ» es toda la cantidad de hidrocarburos (Recuperables o no) existente en un yacimiento.

Reserva, tal como se definió, es la porción del volumen de petróleo «in situ» que puede ser recuperado, de manera comercial, mediante los métodos de explotación conocidos.

Además de esta clasificación existe un concepto comúnmente usado que es el de «Reserva remanente», la que es definida como la cantidad de petróleo que queda en el yacimiento luego de un determinado período de producción. Expresado en otras palabras, reserva remanente es la diferencia entre la reserva inicial y la reserva producida.

## **Anexo 2**

### **ALGUNAS CONSIDERACIONES TEORICO-PRACTICAS PARA APLICAR LA RELACION RESERVA-PRODUCCION**

A lo largo del presente trabajo se ha podido apreciar como las estimaciones de producción y consumo interno permiten prever los excedentes exportables, los ingresos que generan y la duración que tendrán los recursos hidrocarburíferos. Se ha destacado además la importancia de la Relación Reserva-Producción en la tarea de determinar volúmenes de extracción y exportación que puedan ser mantenidos durante un largo período de tiempo.

A continuación se expone un ejemplo de análisis teórico-práctico para aplicar una Relación Reserva-Producción de 20 años, atendiendo a diversos criterios técnicos y económicos.

Se ha visto que, de acuerdo con las proyecciones de la Comisión Interinstitucional DNH-PETROPRODUCCION, hasta el año 2013 se consumirían 2548.75 MMB de reservas de petróleo. (Cuadro No. 5). Para que este volumen se produzca uniformemente durante el mismo período, la producción diaria debiera ser inferior a 360 MBD.

Ahora bien, actualmente la tasa diaria en vigor está acercándose a los 390 MBD y se encuentran en marcha proyectos de desarrollo de campos de PETROECUADOR y de las compañías privadas que impedirían descender a la tasa uniforme arriba indicada. No obstante, si se reduce en un 12 por ciento las producciones proyectadas para el período 1994-2005 y se mantiene en lo posterior el nivel de extracción de este último año, se obtendrían los siguientes resultados:

a. La reducción de la producción durante los próximos 11 años, permitiría conservar reservas para ser explotadas en forma prolongada sin necesidad de someter a los campos a inmanejables ritmos de extracción. (Cuadro No. A2-1).

b. La redistribución de los balances de crudo harían que los máximos volúmenes a transportarse desde el Oriente a la Costa estén en alrededor de 415 MBD en los años 1999 y 2000, (Cuadro No. A2-2), es decir que se podrían utilizar el SOTE ampliado y el OTA con este propósito. Esta alternativa de evacuación requiere de una inversión reducida como se vió en el Capítulo lo III, numeral 3.3, de este trabajo.

c. El país podría beneficiarse de la época en que los hidrocarburos sean mejor cotizados en el mercado mundial, ya que luego del año 2005. cuando los precios del petróleo superen la barrera de los US \$ 20/bl, se tendría todavía tasas de producción superiores a 315 MBD (Oriente + Península) y excedentes exportables del orden de los 150 MBD. (Cuadro No. A2-3).

d. Desaparecería el riesgo de que el Ecuador pase a ser importador a partir del año 2012 para poder satisfacer la demanda interna, y mas bien continuaría obteniendo ingresos de las exportaciones petroleras. (Cuadro A2-4).

e. Desde el punto de vista de la política económica, la contracción de las ventas de crudo en el mediano y largo plazos favorecería al sector transable no-petróleo, creando mayores oportunidades de trabajo en la agricultura y en las industrias que compiten en el exterior.

En este caso la reposición de ingresos al fisco se obtendría mediante la administración y control de impuestos de amplia base, los mismos que serían factibles de aplicar en circunstancias de mayor empleo y producción.

A los técnicos les correspondería programar y ejecutar las operaciones de campo conducentes a cumplir con una planificación de esta naturaleza, armonizando para ello las producciones de la empresa estatal y las contratistas.

Mientras tanto se tendría que intensificar las exploraciones para descubrir nuevas reservas y ajustar periódicamente las proyecciones de acuerdo con las necesidades económicas y energéticas del país. Parte importante de estos ajustes será el seguir manteniendo niveles de producción y exportación uniformes por un lapso de 20 años con el objeto de procurar la ampliación del horizonte temporal en forma indefinida.

Como se indicó al inicio, éste es únicamente un ejemplo sobre el análisis y la metodología a seguir cuando se desee implantar una **relación reserva-producción** que beneficie en forma prolongada a un estado pequeño productor y exportador. Lógicamente, al momento de realizar estudios definitivos al respecto, pueden surgir otros criterios técnicos y económicos que sean necesario considerar para llegar a conclusiones y resultados más adecuados.

Dentro de este contexto, una aplicación práctica de la determinación de los balances de crudo, para ser utilizada en la proyección de las transacciones de nuestro país con otras economías, en el período 1994 -2000, fue necesario realizar luego de que PETROECUADOR dio a conocer las nuevas cifras de producción para 1994 y 1995.

La tasa de reducción de estas cifras con respecto a las proporcionadas anteriormente - alrededor de un 10%- se utilizó para estimar la producción hasta el año 2000, a base de la proyección de la comisión DNH-PETROPRODUCCION. La diferencia entre estos volúmenes y los de consumo interno permitieron obtener los excedentes exportables esperados, tanto de petróleo como de derivados. Haciendo uso de los precios previstos para el crudo (cuadro No. 9), y conocida la relación de estos con el precio de los derivados, se calculó el valor de las exportaciones petroleras para el lapso indicado.

Los resultados obtenidos y que se presentan en el cuadro No. A2-5, se consideran aceptables para ser utilizados en la proyección de la balanza de pagos hasta el final de la presente década.

#### **Cuadro No. a-2-1**

##### **PROYECCIONES DE PRODUCCION**

Año	PRODUCCION	PRODUCCION	PRODUCCION NACIONAL	
	ORIENTE	PENINSULA	DIARIA	ANUAL
	-B/D-	-B/D-	-B/D-	-MMB/Año-
1994	348.314	3.620	351.934	124,94
1995	386.192	4.791	390.983	138,80
1996	421.062	5.707	426.769	151,50
1997	422.199	6.335	428.534	152,13
1998	409.818	6.183	416.001	147,68
1999	426.756	5.609	432.365	153,49
2000	426.485	5.460	431.945	153,34
2001	411.753	4.697	416.450	147,84
2002	394.799	4.182	398.981	141,64
2003	371.325	3.711	375.036	133,14
2004	343.357	3.366	346.723	123,09
2005	314.360	3.038	317.398	112,68
2006	314.360	2.768	317.128	112,58

2007	314.360	2.444	316.804	112,47
2008	314.360	2.281	316.641	112,41
2009	314.360	1.823	316.183	112,24
2010	314.360	1.702	316.062	112,20
2011	314.360	1.612	315.972	112,17
2012	314.360	1.451	315.811	112,11
2013	314.360	1.230	315.590	112,03
<b>PRODUCCION TOTAL (1)</b>	<b>2.552,91</b>	<b>25,56</b>		<b>2.578,47</b>
<b>RESERVAS al 31-XII-1993 (2)</b>	<b>3.659,81</b>	<b>26,30</b>		<b>3.686,11</b>
<b>RESERVAS REMAN. al 31-XII-2013 (2)</b>	<b>1.106,90</b>	<b>0,74</b>		<b>1.107,64</b>

(1) Producción Total entre 1994-2013, en Millones de Barriles, considerando 355 días/año operacionales.

(2) En millones de barriles.

FUENTE: REPORTE DE COMISION DNH-PETROPRODUCCION, 08-III-94.

ELABORACION: SUBDIRECCION DE POLITICA ECONOMICA EXTERNA/DPCyEI/AS.

FECHA DE ELABORACION; AGOSTO 30 DE 1994.

## CUADRO No. A-2-2

### PROYECCIONES DE PRODUCCION

- Barriles/día -

Año	PRODUC- CION	ENTRE- GADO	RESIDUO REV. OLEOD.	TRAN- PORTE OLEODUCTO A BALAO	PRODUC- CION PENIN- SULA	PRODUC- CION DISPONI- BLE BALAO+	REFINE-RIA ESMERALDAS	REFINE- RIA PENIN- SULA	EXCE- DENTE EXPOR- TABLE
	ORIENTE	REF. ORIENTE				PEN.			
1994	348.314	11.000	5.000	342.314	3.620	345.934	86.000	33.850	226.084
1995	386.192	11.000	5.000	380.192	4.791	384.983	90.000	44.000	250.983
1996	421.062	21.000	9.500	409.562	5.707	415.269	90.000	44.000	281.269
1997	422.199	21.000	9.500	410.699	6.335	417.034	110.000	44.000	263.034
1998	409.818	21.000	9.500	398.318	6.183	404.501	110.000	44.000	250.501
1999	426.756	21.000	9.500	415.256	5.609	420.865	110.000	44.000	266.865
2000	426.485	21.000	9.500	414.985	5.460	420.445	98.000	35.000	287.445
2001	411.753	21.000	9.500	400.253	4.697	404.950	100.000	36.000	268.950
2002	394.799	21.000	9.500	383.299	4.182	387.481	103.000	37.000	247.481
2003	371.325	21.000	9.500	359.825	3.711	363.536	105.000	38.000	220.536
2004	343.357	21.000	9.500	331.857	3.366	335.223	108.000	39.000	188.223
2005	314.360	21.000	9.500	302.860	3.038	305.898	110.000	42.700	153.198
2006	314.360	21.000	9.500	302.860	2.768	305.628	110.000	44.000	151.628
2007	314.360	21.000	9.500	302.860	2.444	305.304	110.000	44.000	151.304
2008	314.360	21.000	9.500	302.860	2.281	305.141	110.000	44.000	<b>151.141</b>

2009	314.360	21.000	9.500	302.860	1.823	304.683	110.000	44.000	150.683
2010	314.360	21.000	9.500	302.860	1.702	304.562	110.000	44.000	150.562
2011	314.360	21.000	9.500	302.860	1.612	304.472	110.000	44.000	150.472
2012	314.360	21.000	9.500	302.860	1.451	304.311	110.000	44.000	150.311
2013	314.360	21.000	9.500	302.860	1.230	304.090	110.000	44.000	150.090

**FUENTE:** REPORTE DE COMISION DNH-PETROPRODUCCION, 08-III-94.

**ELABORACION:** SUBDIRECCION DE POLITICA ECONOMICA EXTERNA/DPCyEI/AS.

**FECHA DE ELABORACION;** AGOSTO 30 DE 1994.

### **Cuadro No. A-2-3**

#### **PROYECCIONES DE LA PROYECCION DE BALANCES DEL CRUDO**

-Barriles/día-

<b>Año</b>	<b>PRODUCCION NACIONAL</b>	<b>ENTREGA A REFINERIAS</b>	<b>RESIDUO REV. OLEOD.</b>	<b>EXCEDENTE EXPORTABLE</b>
	<b>(1)</b>	<b>(2)</b>	<b>(3)</b>	<b>(1)-(2)+(3)</b>
1994	351.934	130.850	5.000	226.084
1995	390.983	145.000	5.000	250.983
1996	426.769	155.000	9.500	281.269
1997	428.534	175.000	9.500	263.034
1998	416.001	175.000	9.500	250.501
1999	432.365	154.000	9.500	266.865
2000	431.945	157.000	9.500	287.445
2001	416.450	161.000	9.500	268.950
2002	398.981	164.000	9.500	247.481
2003	375.036	168.000	9.500	220.536
2004	346.723	173.000	9.500	188.223
2005	317.398	175.000	9.500	153.198
2006	317.128	175.000	9.500	151.628
2007	316.804	175.000	9.500	151.304
2008	316.641	175.000	9.500	151.141
2009	316.183	175.000	9.500	150.683
2010	316.062	175.000	9.500	150.562
2011	315.972	175.000	9.500	150.472
2012	315.811	175.000	9.500	150.311
2013	315.590	175.000	9.500	150.090

**FUENTE:** REPORTE DE COMISION DNH-PETROPRODUCCION, 08-III-94.

**ELABORACION:** SUBDIRECCION DE POLITICA ECONOMICA EXTERNA/DPCyEI/AS.

**FECHA DE ELABORACION;** AGOSTO 30 DE 1994.

### **CUADRO No. A-2-4**

#### **PROYECCION DEL VALOR DE LAS EXPORTACIONES PETROLERAS**

Año	EXCEDENTE EXPORTABLE	PRECIO	VALOR EXPORTACIONES
	-MMB/Año-	MEZCLA	- MILL. US\$-
		-US\$/bl-	
1994	80,26	13,50	1.083,51
1995	89,10	13,72	1.222,87
1996	99,85	13,98	1.395,63
1997	93,38	14,25	1.330,23
1998	88,93	14,54	1.292,73
1999	94,74	14,81	1.402,78
2000	102,04	15,07	1.537,84
2001	95,48	16,18	1.545,21
2002	87,86	17,30	1.519,94
2003	78,29	18,42	1.442,06
2004	66,82	19,54	1.305,54
2005	54,39	20,66	1.123,70
2006	53,83	21,79	1.172,75
2007	53,71	22,91	1.230,54
2008	53,66	24,04	1.289,95
2009	53,49	25,16	1.345,91
2010	53,45	26,29	1.405,05
2011	53,42	27,40	1.463,72
2012	53,36	28,54	1.522,69
2013	53,28	29,68	1.581,56

**NOTAS :**

- Estimación hecha aplicando una relación Reserva-Producción de 20 años.

- Se ha considerado 355 días operacionales al año.

- Se denomina MEZCLA a la combinación de los hidrocarburos pesados recientemente descubiertos con los livianos de los campos antiguos.

**ELABORACION:** SUBDIRECCION DE POLITICA ECONOMICA EXTERNA/DPCyEI/AS.

**FECHA DE ELABORACION:** AGOSTO 30 DE 1994.

**CUADRO No. A-2-5**

**PROYECCION DEL VALOR DE LAS EXPORTACIONES PETROLERAS**

Año	PETROLEO			DERIVADOS		
	VOLUMEN	PRECIO	VALOR	VOLUMEN	PRECIO	VALOR
	MMB	US \$/bl	MM US\$	MMB	US \$/bl	MM US\$
1994	88,3	13,50	1.192,05	9,2	10,80	99,4
1995	92,9	13,50	1.254,15	8,6	10,80	92,9
1996	103,2	13,98	1.442,74	11,5	11,18	128,6
1997	97,3	14,25	1.386,53	16,3	11,40	185,8
1998	92,8	14,54	1.349,31	15,6	11,63	181,5
1999	98,8	14,81	1.463,23	14,5	11,85	171,8
2000	106,2	15,07	1.600,43	8,9	12,06	107,3

**NOTA:** Para ser utilizada con fines de Balanza de Pagos.

**ELABORACION:** SUBDIRECCION DE POLITICA ECONOMICA EXTERNA/DPCyEI/AS.

**FECHA**            **DE**            **ELABORACION:**            SEPTIEMBRE            27            DE            1994.