

"POLITICAS PETROLERAS EN EL PERU: 1968-1982

Por: ALBERTO PONTONI

Serie: Documentos de Trabajo

Diciembre, 1982

Nº 53



I N D I C E

INTRODUCCION	<u>Página</u>
1. Marco Internacional	
a) Las Contradicciones entre Países Productores y Consumidores	3
b) Las Empresas Productoras	6
2. Importancia del Petróleo en la Economía Peruana	11
3. La Vocación Petrolífera del Perú	13
a) Antecedentes	13
b) Recursos y Potencial	15
4. La Política Petrolera bajo el Régimen Militar (1968-1980)	22
a) Los Contratos "Modelo Peruano"	22
b) La Primera Apertura de la Amazonía. Resultados	25
c) La Renegociación de 1980	30
d) Las Inversiones en el Sector Petrolero	33
e) La Inversión Nacional. El Caso del Oleoducto	37
5. La Nueva Política Petrolera (1980-1982)	41
a) Los Supuestos de la Actual Política	41
b) Consecuencias Económicas	42
c) La Segunda Apertura de la Amazonía. Los Nuevos Contratos	46
d) La Política de Precios Internos	50
6. Conclusión	57
7. ANEXO I	63
8. ANEXO II	74

INTRODUCCION

Durante la década del 70 se sucedieron, a nivel mundial, cambios sustanciales que alteraron la concepción vigente y la importancia asignada a la energía. En 1973 se produce la primera "crisis de la energía", como consecuencia del encarecimiento de los precios de los hidrocarburos,^{1/} poniendo fin, de alguna manera, a un estilo de desarrollo tecnológico e industrialización basado en energía barata.^{2/}

Hoy, el problema energético constituye uno de los temas de mayor importancia en el análisis económico. Preocupa no sólo el nivel de precios sino también las perspectivas de una demanda creciente,^{3/} al igual que el incremento de la participación de los hidrocarburos en el consumo frente a una oferta condicionada por el carácter agotable del recurso. A su vez, las perturbaciones en el mercado energético, que han agudizado la recesión de los países industrializados y demoran la salida de la actual crisis mundial, amenazan proyectarse hacia el futuro como consecuencia de los desajustes en el equilibrio energético. Analizada desde otra perspectiva, la crisis del 73 genera un hecho inédito en las relaciones internacionales contemporáneas: por primera vez el sistema económico mundial vió seriamente afectado su funcionamiento a raíz de exigencias planteadas por países depen-

1/ En pocos meses los precios del crudo se cuatuplicaron, pasando de 3 US\$ barril a casi 12 US\$ El.

2/ El descubrimiento de las múltiples posibilidades y aplicaciones del petróleo, como es el caso de la industria automotriz, y su bajo costo, permitieron la expansión acelerada de su consumo, desplazando al carbón como principal fuente energética a partir de la Segunda Guerra Mundial. En 1970 el barril de petróleo costaba 1.80 dólares, apenas 60 centavos más que 70 años atrás, lo cual señala y constituye un ejemplo más de como el tercer mundo financió el desarrollo y bienestar de Occidente, a través de materias primas y productos agrícolas extremadamente subvalorados.

3/ Entre 1950 y 1975 el consumo mundial de energía comercial creció a tasas del 8% anual, mientras que los hidrocarburos lo hicieron al 11%. El consumo de crudo en el mundo supera hoy los 50 millones de barriles.

dientes o de escaso desarrollo. Es, justamente, en el campo de la energía y particularmente en el del petróleo donde tiene lugar una de las más importantes contradicciones al interior del sistema capitalista, entre países desarrollados y subdesarrollados.

De allí que el análisis de la problemática petrolera en un país subdesarrollado como el Perú implica precisar, por un lado, la importancia de ese recurso en la economía del país junto a la posibilidad de aplicarlo al desarrollo nacional y, por otro, referirse a las políticas petroleras, es decir el modelo de explotación elegido y la determinación de los costos y beneficios de su adopción.

En este último sentido el Perú es un escenario más del enfrentamiento que libran los países dependientes-productores con las petroleras transnacionales, capítulo importante en la lucha que sostienen los pueblos y gobiernos de esos países, puesto que la naturaleza de los intereses económicos en pugna los lleva a enfrentar a las naciones y empresas más poderosas.

El Perú no ha podido evadir esta realidad pues, tanto en su historia pasada como en la presente, las transnacionales y el petróleo han jugado un destacado papel, ya sea con gobiernos civiles o militares. Un claro ejemplo de ello es lo sucedido en la última década, iniciada poco después del golpe militar de 1968. A pesar de los signos iniciales de un proceso que pretendió legitimar la ruptura del orden constitucional con medidas de nacionalismo económico, como la expropiación de la International Petroleum Company, las petroleras extranjeras volvieron muy pronto a operar en el país, a diferencia de la tendencia predominante en la industria petrolera, que pasa por el fortalecimiento y desarrollo de las compañías estatales. El ingreso de las petroleras extranjeras, atraídas por las perspectivas que ofrece una de las áreas aun insuficientemente exploradas como es la Amazonía, es actualmente facilitado por la adopción de medidas que incrementan sus altos beneficios y favorecen su expansión.

1. El Marco Internacional

a) Las contradicciones entre países productores y consumidores

Los países industrializados consumen el 80% del total de la oferta petrolera del área capitalista,^{1/} mientras que su producción alcanza a sólo el 30% de la demanda siendo el déficit cubierto por la producción proveniente de los países periféricos del área, principalmente de Medio Oriente y África. Este desequilibrio en el balance producción-consumo explica que el petróleo represente casi el 20% del intercambio comercial mundial, y que el flujo energético sea de carácter unidireccional, pues el 70% del crudo se exporta de países en desarrollo a desarrollados y sólo un 20% a otros países en desarrollo.

Estos desequilibrios energéticos tienen lugar, principalmente, al interior de los países con economías de mercado, ya que el área socialista en su conjunto satisface sus requerimientos, disponiendo aun de pequeños excedentes para la exportación. (Ver Cuadro 1).

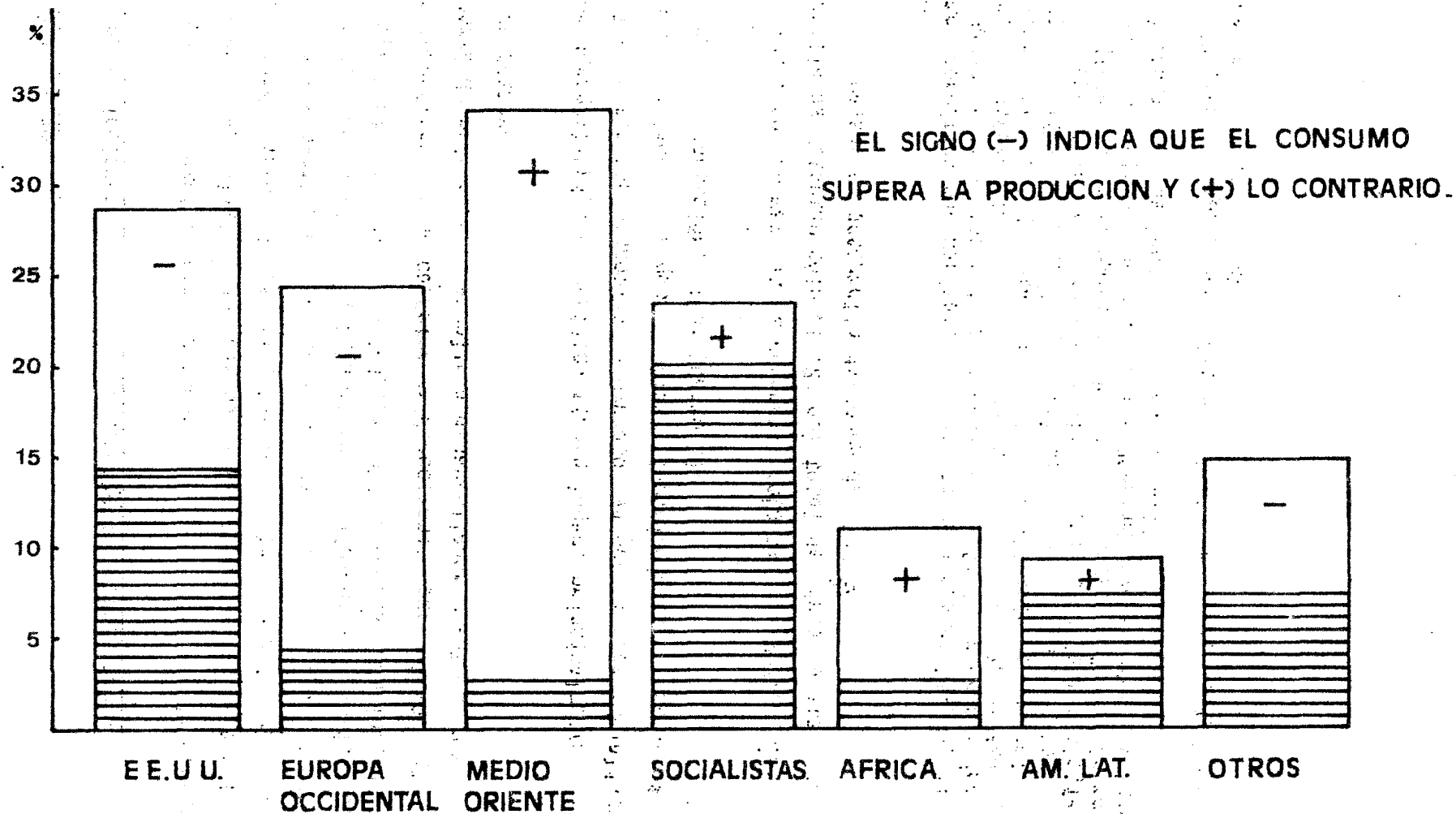
Por otro lado, en materia de reservas probadas de petróleo, los países desarrollados detentan sólo el 12% del total del área capitalista, mientras que los países en desarrollo disponen del 88%.^{2/}

1/ El consumo energético por habitante en los países industrializados es 12 veces superior al de los países en desarrollo. Al interior del área capitalista la diferencia llega a ser de 15 veces. Por ello un indicador relevante del nivel de desarrollo e industrialización de un país, es el tipo y cantidad de energía que utiliza. Si bien es necesario tener presente que tanto la estructura de la economía como la tecnología adoptada modifican esta afirmación. Véase J. Darmstadter "World Energy Consumption" y el artículo de J.M. Martín "Crecimiento Económico y Energía" en Investigaciones Económicas Nros. 148-149.

2/ De dicho 88% corresponden a Medio Oriente el 65%, a África el 11% y a América Latina el restante 12%.

CUADRO 1

BALANCE PRODUCCION-CONSUMO DE PETROLEO



FUENTE: ELABORADO POR EL AUTOR EN BASE A DATOS DE NN.UU.

A su vez, tal como se puede apreciar en el Cuadro 2, son los países dependientes los que consumen, en términos relativos una proporción mayor de hidrocarburos, situación que tiende a agravarse por cuanto se estima que incrementarán su consumo a tasas que duplicarán las de los países desarrollados.^{1/}

CUADRO 2
CONSUMO ENERGETICO EN EL MUNDO
(en porcentajes)

I. AREA CAPITALISTA	Carbón	Petróleo	Gas	Otros
1. Países desarrollados	24	50	22	4
2. Países dependientes	20	61	15	4
II. AREA SOCIALISTA				
1. Países Europa Oriental	43	32	24	1
2. Países Asia	82	16	1	1
III. TODO EL MUNDO	33	44	20	3

Fuente: Elaborado por el autor en base a datos de NN.UU.

Estos pocos datos permiten extraer una importante conclusión: el petróleo constituye hoy la más importante fuente de contradicciones entre países desarrollados y en desarrollo al interior del área capitalista. Contradicciones que se irán profundizando y agudizando en la medida que el recurso se vaya agotando y que los países dependientes acentúen la tendencia a ejercer sus derechos soberanos sobre sus recursos naturales, reser--

^{2/} Ver: Energy: Global Aspects 1985-2000, MC Graw, N.Y. 1977; World Energy Outlook, Exxon Corporation, N.Y., 1947; World Energy Demand to 2020, Energy Research Group.

vándose su explotación.^{1/}

Dentro de este contexto debe entenderse el desafío que enfrentan los países latinoamericanos, cuya producción representa más del 10% del área capitalista, y que cuenta con importantes productores, como México y Venezuela, junto a otros que son deficitarios netos, como es el caso del Brasil, quedando comprendidos países de perspectivas moderadas como Argentina, Perú, Ecuador, Bolivia, Colombia, Trinidad Tobago.

b) Las empresas productoras

Este escenario estaría incompleto si no hiciéramos referencia a las empresas productoras de petróleo y, particularmente, a las transnacionales petroleras:^{2/} si bien estas empresas han sido afectadas por la política de nacionalizaciones que impulsan los países miembros de la OPEP, al ver reducidos las áreas en que operan y el volumen de crudo que producen, continúan teniendo gran importancia en la industria del petróleo, particularmente en aquellos países de vocación petrolífera intermedia, como es el caso de la mayoría de los latinoamericanos.

Con anterioridad a la creación de la OPEP, en 1960,^{3/} el poder de las siete mayores transnacionales petroleras ya había comenzado a debili-

1/ A principios de la década del '70, el 90% del crudo era producido por petroleras privadas, mientras que a finales de la década pasada dicha participación se redujo al 30%. Por otro lado, las compañías petroleras estatales son hoy propietarias del 70% del petróleo extraído. En cualquier actividad resultaría notable que una transferencia de propiedad en escala mundial se produjera con la velocidad con que ocurrió en esta industria.

2/ Las más conocidas son las llamadas "Siete Hermanas", nombre con el que se conoce a las empresas Exxon, Shell, Mobil, British Petroleum, Texaco, Standar Oil of California y Gulf, que constituyen el núcleo de las más antiguas e importantes petroleras. Se encuentran entre las compañías más poderosas del mundo y ocupan los primeros lugares en volumen de ventas y ganancias.

3/ Los países que fundaron la OPEP son: Irán, Irak, Arabia Saudita, Kuwait y Venezuela, a los que posteriormente se sumaron Ecuador, Nigeria, Gabón Emiratos, Arabes Unidos, Argelia, Qatar, Libia e Indonesia.

tarse como consecuencia de la aparición de nuevas empresas petroleras, tan to independientes ("newcomers") como estatales. Otro factor que favoreció ese proceso fue la afirmación de corrientes nacionalistas al interior de - los países dependientes, que exigían una porción mayor de los beneficios - de la producción petrolera y un cambio en el estatuto jurídico de las anti- guas concesiones.

La nueva situación llevó a importantes cambios en la modalidad ope- rativa de las petroleras, que podemos caracterizar como las siguientes ⁴ - "migraciones".

i) De productoras a coordinadoras. Mientras que anteriormente las transnacionales petroleras proporcionaban ellas mismas los servicios técni- cos que requerían, y se hacían cargo del conjunto de actividades que iban desde la exploración hasta la distribución, pasando por el transporte y la refinación, actualmente prefieren subcontratar tales servicios de empresas independientes especializadas. En otras palabras, hoy cumplen funciones - de "coordinadoras" o intermediarias entre las empresas de servicios y los países productores, propietarios del recurso, en lo que se refiere a acti- vidades de exploración y explotación. Por lo tanto, el aporte de estas em- presas se limita a su capacidad de financiamiento y de gestión empresarial, basado en el conocimiento integral que tienen de esta industria.^{1/}

Si se analizan los actuales índices de producción a nivel mun- dial podrá constatar que aproximadamente un tercio de la producción de - crudo corresponde a países donde las compañías transnacionales no tienen - ningún papel, entre ellos los países socialistas (a excepción de China), - México e Irak. Los otros dos tercios se realizan en países que, de alguna

1/ La Occidental en el Perú proporciona un claro ejemplo de esta práctica. No dispone de equipos propios, su personal es reducido y recurre a sub- contratistas como la Schlumberger, que controla el 84% del mercado mun- dial de diagráfia eléctrica, la Halliburton, que realiza el 60% de las operaciones de cementación y factorización en el mundo, la Smith Inter- national, que controla el 60% del mercado mundial de tuberías y dispo- sitivos de perforación, o la Huges Tools, que alcanza un porcentaje si- milar en provisión de juntas de perforación

manera, cooperan con esas compañías.^{1/}

A su vez, cerca del 30% de la producción mundial de petróleo proviene de países que aún conservan un sistema de concesión tradicional, que otorga a la empresa la propiedad de los hidrocarburos extraídos, si bien aplicando fuertes tasas impositivas a la actividad. Esta participación ha venido disminuyendo paulatinamente y se estima que continuará decreciendo, aunque una importante excepción a la tendencia la constituye la producción de crudo en los EE.UU.

Otro 30% de la producción mundial, proviene de países donde la industria está nacionalizada, pero donde las transnacionales mantienen su presencia, por lo común como abastecedoras de tecnología. Es el caso de Venezuela.

El resto, aproximadamente un 5%, se produce mediante contratos de participación en la producción, que es la modalidad empleada para la contratación con empresas extranjeras en el Perú.

Sin embargo, la eficacia de los diversos sistemas de concesión varía cuando se toma en cuenta el grado de los compromisos financieros, la participación en los riesgos, o la verdadera capacidad de decisión de cada país productor. Así, Noruega, que aún continúa utilizando el ya obsoleto régimen de concesiones, representa uno de los mejores y más beneficiosos sistemas de disposiciones legales y tributarias que limitan y precisan ajustadamente la libertad de acción y el nivel de rentabilidad de las empresas que operan en su territorio, sirviendo de modelo a otros países, especialmente del mundo desarrollado.

ii) Migración al interior del proceso productivo. Junto al paulatino abandono de las actividades de producción existe una mayor concentración de poder en otros escalones de la industria. Mientras se reducen sus

¹ Véase Petter Nore, "Cambios Estructurales en la Industria Petrolera Internacional. Algunas Consecuencias para los Países Productores" en Comercio Exterior, Vol. 31, Num. 11 de Noviembre de 1981.

tancialmente las áreas en que operan en extracción de crudo, existe un mayor control sobre el transporte, la distribución y el mercadeo de derivados.^{1/}

Por otro lado, continúa la dependencia de los estados respecto de la tecnología extranjera. El dominio de la tecnología ha constituido siempre un factor clave para entender las relaciones y capacidad de negociación entre los estados y las empresas. La capacidad de negociación de éstas estará asegurada en la medida que logren convencer a los países productores que ellas son las únicas capaces de ofrecer la tecnología que necesitan. Lo importante es distinguir, que si bien las petroleras internacionales controlan el know how de las diversas operaciones, esto no significa que tengan una tecnología propia, ya que suelen recurrir a subcontratistas para dichas operaciones.

iii) De transnacionales petroleras a transnacionales energéticas. Preparándose para el nuevo rol que les espera cuando el petróleo ceje de desempeñar un papel preponderante en la economía mundial y a sabiendas que el control de las nuevas fuentes dependerá del control sobre la tecnología, estas empresas vienen invirtiendo una porción de sus excedentes en otras actividades, con la finalidad de conservar, en el futuro, el dominio energético.^{2/}

iv) Por último, existe una migración geográfica de las inversiones. Al mismo tiempo que disminuyen su actividad en las áreas consideradas de

1/ El 85% de la flota de buques tanques y el 55% de la distribución y mercadeo continuo en manos de un puñado de estas empresas, si bien en los últimos años las empresas estatales han venido incrementando su papel en la comercialización del crudo, a raíz de la experiencia ganada en el manejo de los mercados de entrega inmediata o "spot". Esto ha debilitado el intento de las grandes compañías petroleras de conservar su poder disminuido por la pérdida de participación en la producción directa, manteniendo el control de la oferta, es decir, mediante el manejo de los mecanismos de comercialización.

2/ Las principales petroleras norteamericanas controlan casi la mitad de las reservas de carbón de los EE.UU. que dispone del 37% de las reservas mundiales de dicho recurso. La Gulf está efectuando ingentes inversiones en el desarrollo de un nuevo motor alimentado por un combustible distinto al petróleo. Otras importantes inversiones se vienen efectuando en energía nuclear y solar.

alto riesgo político, como es el caso de Medio Oriente, intensifican las operaciones en zonas que si bien son de costos mayores tienen la ventaja de ser políticamente seguras, como es el caso de Alaska o el Mar del Norte.^{1/} En América Latina, donde los costos de producción son intermedios, las preferencias son por países de pequeña y mediana producción, como Argentina, Colombia y Bolivia, ya que los grandes productores, como Venezuela y México, llevan adelante políticas de corte nacionalista.

Sin embargo, estos cambios en la mecánica operativa de las transnacionales petroleras, que se han venido dando gradualmente en las últimas décadas, no han mermado la hegemonía que estas empresas mantienen, a nivel mundial, en materia de ventas y ganancias.^{2/}

El juego de contradicciones entre países productores, países consumidores, empresas transnacionales constituye el escenario petrolero caracterizado por la existencia de intereses múltiples y opuestos que dificultan la posibilidad de construir acuerdos perdurables. Las petroleras tienen claras divergencias con los países en los que operan, pero, por otro lado, comparten cierto interés común con los países productores, como el derivado del incremento de los precios del crudo, que los favorece a ambos.^{3/}

1/ Esta tendencia se ve favorecida por la estrategia anti-OPEP que llevan adelante los países industrializados estimulando el desarrollo de actividades de exploración y/o explotación en países subdesarrollados no-OPEP. La participación de la OPEP en la producción de crudos bajo del 43% en 1973 al 30% en la actualidad.

2/ Dentro de las 10 empresas más importantes del mundo figuran 3 de estas petroleras. Recientemente el Presidente de la Compañía Francesa de Petróleos declaró que "las compañías petroleras nunca ganaron tanto dinero produciendo petróleo como cuando perdieron la hegemonía de la producción". Ver Energy Week del 5.5.80. Es interesante comprobar que en 1972 las Siete Hermanas sólo disponían del 28% de las áreas mundiales en concesión, a diferencia de 1948, cuando controlaban casi el 70% del. Otra idea del tamaño y poder de estas corporaciones se desprende del hecho que los ingresos de cualquiera de los "mayores" es superior al producto de los 80 países más pobres del mundo.

3/ En este sentido, se ven afectadas por la actual baja en los precios del crudo, causada por un incremento de la oferta, la acumulación de reservas practicada por los países industrializados y la disminución del consumo derivado de la actual recesión internacional.

2. Importancia del Petróleo en la Economía Peruana

El petróleo es un recurso de primordial importancia en la economía nacional, a pesar que la producción petrolera del país tiene escasa significación a nivel internacional, ya sea por el reducido volumen de su producción como de sus exportaciones.

a) La producción nacional de crudo, valorizada a precios internacionales, alcanza a 2,500 millones de dólares,^{1/} lo cual representa casi el 15% del PBI peruano y alcanza aun mayor significación si se adiciona el valor agregado generado en la industrialización, transporte y comercialización de este recurso. Dentro de la economía peruana no hay otro bien particular que tenga una importancia similar.

b) Las exportaciones de crudo y derivados ocupan el primer lugar en la balanza comercial del país, superando el 20% del total exportado, constituyendo el sector que más divisas aporta a la economía nacional.^{2/} Esto a pesar del hecho que sólo recientemente el Perú volvió a asumir su tradicional rol de exportador de petróleo, pues entre los años 1964-1978 se convirtió en un importador neto.

c) Las actuales reservas probadas, que ascienden a 900 millones de barriles según datos oficiales,^{3/} representan una riqueza superior a 20,000 millones de dólares, considerado su valor in situ y de 32,000 millones, ex

1/ En 1980 la producción fue de 71'356,000 barriles mientras que en 1981 alcanzó a 70'431,000. Esto hace un promedio diario de 195,000 barriles. El precio del mercado internacional se ha estimado a un promedio de 35 US\$/B1.

2/ Las exportaciones de petróleo y derivados para los años 1980 y 1981 fueron respectivamente, de 791 y 692 millones de dólares, que representan el 20% y 22% del total exportado en esos años, según el Banco Central de Reserva.

3/ No se han considerado 1,500 millones de barriles de petróleos muy pesados y aún de escaso valor comercial. Por otro lado, existen diferentes elementos de juicio, como un estudio efectuado por técnicos norteamericanos, que permite suponer la existencia de un volumen de reservas probadas superior al oficialmente señalado.

traída y valorada a los actuales precios internacionales.

d) Un claro indicador de la importancia de este recurso en la economía nacional, como en el rol que le compete en el financiamiento del desarrollo nacional y que explica el interés de las petroleras extranjeras en el petróleo peruano,^{1/} son los excedentes de explotación generados por esta industria.^{2/} El costo de producción del crudo peruano, puesto en puerto de embarque, fluctúa entre 4.50 y 6.50 dólares por barril, según el área donde ha sido producido.^{3/} En otras palabras, el costo de producción del crudo nacional se sitúa entre el 14% y el 18% de su valor de realización en el mercado internacional. Esto representa un costo anual de producción de aproximadamente 400-500 millones de dólares y, en consecuencia, el excedente de explotación generado supera los 2,000 millones de dólares anuales. Dentro de la economía nacional no existe ninguna otra actividad que proporcione excedentes de tal orden y magnitud.

De aquí, que cuando se discute sobre el petróleo o la política petrolera en el Perú, lo que se está debatiendo es la forma y entre quiénes se repartirán esos excedentes de producción, que hoy superan los 2,000 millones de dólares anuales y que pueden incrementarse en el futuro, pues aumen-

1/ Según el Survey of Current Business de los 400 millones de dólares de inversiones de empresas norteamericanas programadas para ser invertidas en el Perú durante 1981, 270 millones corresponden a petróleo y 70 millones a minoría. Es decir, más de las dos terceras partes se destinan a petróleo.

2/ Por excedente de explotación entendemos la diferencia entre precio de mercado y costos de producción.

3/ Según nuestras propias estimaciones, basadas en datos proporcionados por las empresas productoras, el costo de producción de un barril crudo puesto en puerto de embarque es:

	<u>Zócalo</u>	<u>Selva Norte</u>
a. Costo operativo en boca de pozo	2.75	2.00
b. Depreciación de inversiones	1.80	1.70
c. Transporte por oleoducto	-	2.80
	<u>4.50</u>	<u>6.50</u>

En términos generales el petróleo de Selva Norte tiene menores costos operativos que el de Zócalo (offshore), pero en cambio los costos de transporte son sustancialmente mayores, ya que para llegar al puerto de embarque, es decir a la costa, debe viajar más de 1,000 kms. por el sistema de oleoductos que atraviesa la selva y cruzar los Andes en el norte del Perú.

mentan conjuntamente con la producción y los precios.^{1/}

Otra manera de ver el mismo problema es a través de las reservas. Su poniendo que el actual volumen de reservas probadas no se incremente y que los costos de producción como los precios de mercado permanezcan constantes, la producción petrolera generará excedentes superiores a los 25,000 millones de dólares. Difícilmente el Perú encuentre, en las próximas décadas, otra riqueza capaz de proporcionarle una masa de recursos tan sustancial y significativa para ser aplicada a las necesidades de su desarrollo.

Este hecho, sumado a la particularidad que este recurso pertenece en propiedad al Estado obliga a un cuidadoso examen de su política específica, máxime cuando se considera que las alternativas de explotación descansan, exclusivamente, en la empresa estatal o en las compañías transnacionales.

3. La Vocación Petrolífera del Perú

a) Antecedentes

El conocimiento y utilización del petróleo en el Perú se remonta a antes de la conquista española, debido a la presencia en su territorio de yacimientos superficiales de asfaltos. En 1863, en Zorritos, costa nor este del país, se perforó el primer pozo petrolero de América del Sur, apenas cuatro años después de la apertura del primer pozo petrolífero en el mundo. En la historia de la explotación de este recurso en el Perú existen dos etapas claramente diferenciadas. La primera, que se inicia a principios de la década del 70 en el siglo pasado y que se extiende durante más de 100 años, se caracteriza por la explotación intensiva de los yacimientos de la costa noroeste. Durante ese largo período se produjeron más de 1,000 millones de barriles de crudo en esa área, que representan más

^{1/} La "torta" petrolera divide sus ingresos entre: Sector público (que incluye al Fisco y PETROPERU), las empresas extranjeras y los consumidores nacionales, eventuales beneficiados o perjudicados por el nivel de los precios internos de los combustibles.

del 90% del total acumulado en esa centuria.^{1/} En la actualidad ha perdido importancia debido al agotamiento de los pozos.

CUADRO 3

PRODUCCION ACUMULADA DE PETROLEO EN EL PERU, POR REGIONES, CUENCAS Y YACIMIENTOS MAS IMPORTANTES, AL 31.12.76

I. <u>TOTAL NACIONAL</u>	<u>978'463,000</u>
II. <u>AMAZONAS</u>	<u>32'261,000</u>
<u>Cuenca Marañon</u>	<u>10'984,000</u>
a. Shiviyaçu, 1973	6'040,700
b. Corrientes, 1971	4'943,700
<u>Cuenca Ucayali</u>	<u>21'277,000</u>
a. Agua Caliente	13'505,000
b. Maquia, 1957	7'772,000
III. <u>COSTA NOROESTE</u>	<u>946'202,000</u>
<u>Costa</u>	<u>839'184,000</u>
a. Campos Talara, 1889	542'471,000
b. Campos Lima, 1905	296'713,000
<u>Zócalo</u>	<u>107'018,000</u>
a. Humboldt, 1960	69'807,000
b. Litoral, 1955	25'875,000
c. Otros	11'336,000

Fuente: Perú/US Cooperative Energy Assessment, Volume 2, 1979.

La segunda etapa, corresponde a la explotación del petróleo de la selva. Si bien la exploración de la Amazonía comenzó en 1919, recién en 1937 se produjo el primer descubrimiento y debieron transcurrir más de 20 años antes que se realizara un segundo descubrimiento. Sin embargo, el

^{1/} A principios de siglo el litoral costero del norte del país ya había producido 275,000 barriles de crudo. Véase el Cuadro 3.

auge de la exploración petrolera en selva comienza en 1971, con los contratos suscriptos bajo el régimen militar.

Durante la década de los 40 la actividad exploratoria en el Perú - fue mínima, pero a mediados de los 50 el auge de la demanda mundial de cru- dos y el conocimiento de nuevas técnicas exploratorias permitieron efectuar nuevos descubrimientos en el Perú, entre los que se cuentan Maquia, en la - región Amazónica, y siete nuevos yacimientos en el zócalo ("offshore"), en la región noroeste. Al mismo tiempo, se sucedía el agotamiento de yacimien- tos en la costa y fracasos en la campaña exploratoria en Selva, que lleva- ron a la reducción de la producción y la conversión del Perú en país impor- tador de petróleo, a partir de 1964.

En la actualidad, como se muestra en el Cuadro 4, el 65% de la pro- ducción nacional proviene de la región amazónica, y en su casi totalidad - de los campos de selva norte, que se ha constituido en la más importante - de las áreas de filiación petrolífera.

Otra de las zonas productoras es el Zócalo continental, que actual- mente contribuye con el 14% de la producción nacional.

b) Recursos y Potencial

Las áreas de cuenca sedimentaria del Perú se estiman en un millón de kilómetros cuadrados, siendo de filiación petrolífera más de 76 millo- nes de hectáreas, la mayoría de las cuales se encuentran en la Amazonía, á- rea aun insuficientemente explorada.^{2/}

^{2/} De estas; 60 millones corresponden al llano amazónico (Cuencas, Marañón, Ucayali y Madre de Dios), 10 millones al zócalo continental (entre las líneas de la costa y la isóbata de 600 pies), 3 millones a la zona noro- este (incluyendo el desierto de Sechura) y 3 millones a la Cuenca del - Titicaca. (Véase Gráfico 1).

CUADRO 4

PERU. PRODUCCION DE PETROLEO CRUDO POR REGIONES Y EMPRESAS (Miles de barriles diarios)

	1971	1972	1973	1974	1975	1976	1977	1978	1979	1980	1981	1981 (%)
I. <u>TOTAL NACIONAL</u>	<u>61.9</u>	<u>64.7</u>	<u>70.5</u>	<u>77.1</u>	<u>72.0</u>	<u>76.5</u>	<u>91.1</u>	<u>150.9</u>	<u>191.6</u>	<u>195.5</u>	<u>192.9</u>	<u>100.0</u>
II. <u>SELVA NORTE</u>	-	-	-	<u>0.9</u>	<u>6.7</u>	<u>10.3</u>	<u>28.3</u>	<u>90.1</u>	<u>127.5</u>	<u>126.6</u>	<u>123.1</u>	<u>63.8</u>
- Occidental	-	-	-	-	4.3	7.3	10.5	64.2	106.2	105.9	104.7	54.3
- PetroPerú	-	-	-	0.9	2.4	3.0	17.8	25.9	21.3	20.7	18.4	9.5
III. <u>SELVA CENTRAL</u> ^{1/}	<u>2.3</u>	<u>2.1</u>	<u>1.6</u>	<u>1.5</u>	<u>1.5</u>	<u>1.5</u>	<u>1.5</u>	<u>1.4</u>	<u>1.3</u>	<u>1.1</u>	<u>0.9</u>	<u>0.5</u>
IV. <u>ZOCALO</u> ^{2/}	<u>18.8</u>	<u>25.9</u>	<u>32.9</u>	<u>38.2</u>	<u>28.6</u>	<u>31.9</u>	<u>28.6</u>	<u>28.2</u>	<u>28.3</u>	<u>28.0</u>	<u>26.7</u>	<u>13.3</u>
V. <u>COSTA NOROESTE</u> ^{3/}	<u>40.8</u>	<u>36.7</u>	<u>36.0</u>	<u>36.5</u>	<u>35.2</u>	<u>22.8</u>	<u>32.7</u>	<u>31.2</u>	<u>34.5</u>	<u>39.7</u>	<u>42.1</u>	<u>21.8</u>
- PetroPerú	25.3	23.1	27.3	36.5	35.2	32.8	32.7	24.9	28.6	22.0	22.5	11.7
- Oxy-Bridas	-	-	-	-	-	-	-	6.3	5.9	17.7	19.6	10.1

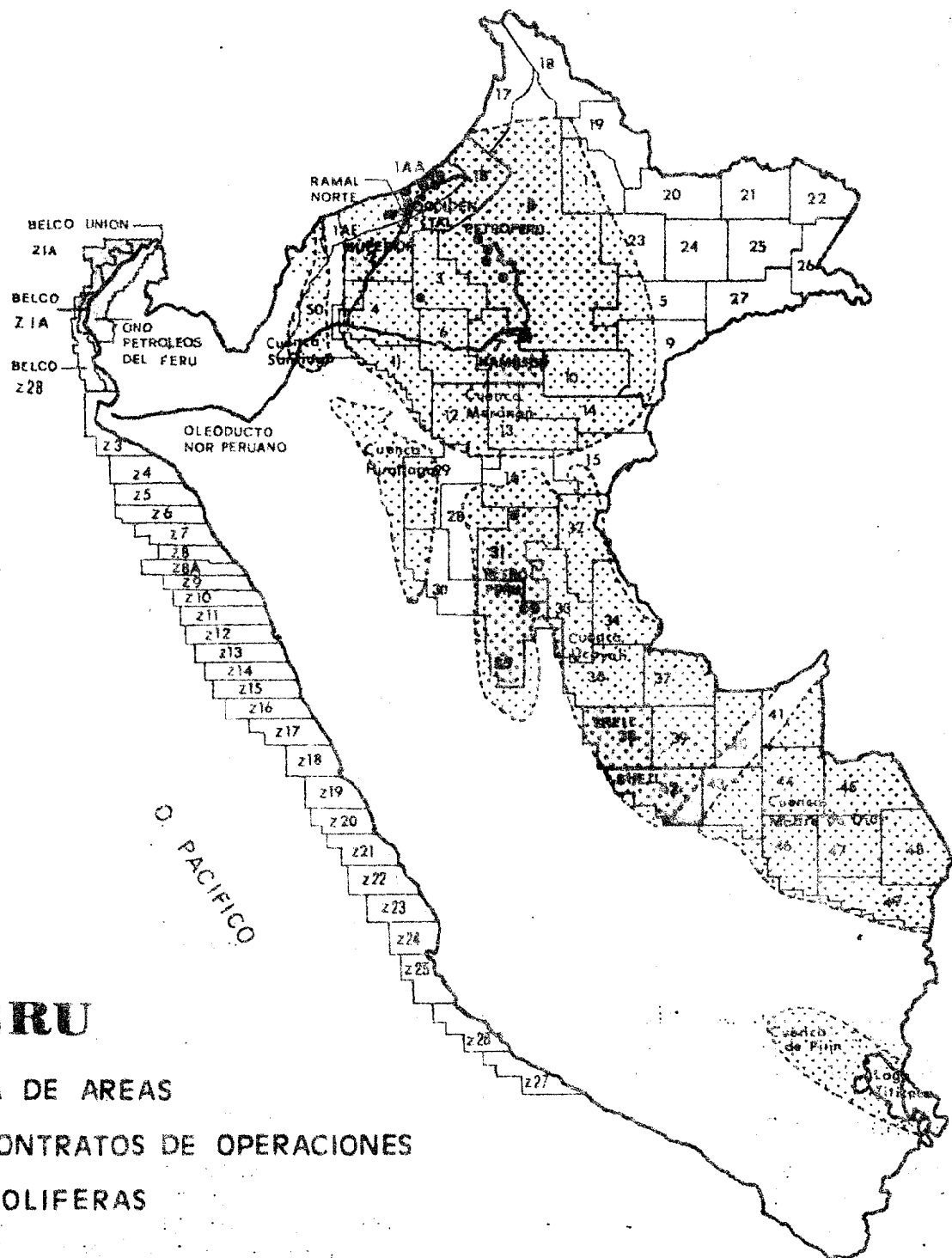
1/ La producción en selva central corresponde a PetroPerú. Hasta 1973 incluye la producción de la Cía. Ganso Azul y El Oriente.

2/ La producción en Zócalo corresponde a Belco y asociados. Hasta 1973 incluye la producción de la Cía. Petrolera del Pacífico.

3/ Hasta 1973 se incluye la producción de la Cía. Petrolera Lobitos y Sullana, junto a la de PetroPerú.

Fuente: Elaborado por el autor en base a datos de PetroPerú.

GRAFICO 1



PERU

MAPA DE AREAS
DE CONTRATOS DE OPERACIONES
PETROLIFERAS

ESCALA APROXIMADA



LEYENDA

YACIMIENTOS

Por otro lado en el Cuadro 5 se muestran las estimaciones oficiales de las reservas de petróleo a fines del año 1981, por regiones y empresas.^{1/} Las reservas probadas superan los 835 millones de barriles, de los cuales el 57% se localizan en selva norte y central, 13% en el zócalo y el 30% restante en los antiguos campos del Noroeste costero. Del total de reservas probadas sólo una tercera parte se ubica en áreas operadas por la empresa estatal, correspondiendo el grueso a las contratistas extranjeras.^{2/}

Las reservas probables de crudo superan los 538 millones de barriles y las posibles alcanzan a los 3,000 millones, mientras que el potencial se estima en cerca de 10,000 millones de barriles, de los cuales 8,860 se encuentran en selva, 558 millones en el Zócalo Continental y 425 millones en la costa noroeste.^{3/}

1/ Existen diversas clasificaciones de reservas petrolíferas. La más tradicional es la división en reservas probadas, probables y posibles.

Reservas Probadas es el volumen de petróleo que aún puede ser extraído o recuperado de un pozo o yacimiento bajo las actuales condiciones económicas y técnicas. La existencia de ese petróleo ha sido comprobada mediante la perforación de uno o más pozos, de los que se ha obtenido información que demuestra con razonable certeza que este volumen puede ser recuperado dentro de un período de tiempo.

Reservas Probables es el volumen de petróleo estimado como resultado de pruebas de geología e ingeniería pero donde se requiere de la perforación de pozos para confirmar la información disponible.

Reservas Posibles, los estimados se basan en analogía con áreas o cuencas similares cuyos resultados son referenciales para priorizar el desarrollo exploratorio de una zona.

El volumen recuperable de petróleo es igual al volumen original probado de petróleo por el factor de recuperación. El factor de recuperación es un índice que mide la eficiencia de las técnicas utilizadas. Véase "Código de Reservas". Documento ARPEL 028 e Informativo del Capítulo de Ingenieros de Petróleo del Perú. El Comercio 12.11.81.

2/ A principios de 1980 las reservas probadas de petróleo ascendían a 775 millones de barriles, de las cuales el 42% estaban en manos de PetroPerú y el restante 58% en áreas administradas por contratistas. A principios de 1981, las reservas probadas de petróleo ascendían a 800 millones de barriles, según PetroPerú y el Capítulo de Ingenieros de Petróleos del Perú. Ver El Comercio 12.11.81. Según PetroPerú, en 1981 las reservas probadas se incrementaron en 100 millones de barriles, pero según el Ministro P.P. Kuczynski el incremento de dicho año fue de 53 millones de barriles. Ver El Comercio 15.3.82.

3/ Ver Perú 1981 Presidencia de la República, Lima 1981.

CUADRO 5
RESUMEN DE LAS RESERVAS AL 31-12-81
(En millones de barriles)

	<u>PROBADAS</u>		<u>Total</u>	<u>Probables</u>	<u>Posibles</u>	<u>Total</u>
	<u>Desarrolladas</u>	<u>No</u> <u>Desarrolladas</u>				
I. <u>TOTAL NACIONAL</u>	<u>463.5</u>	<u>371.7</u>	<u>835.3</u>	<u>538.3</u>	<u>2'956.5</u>	<u>4'330.2</u>
II. <u>SELVA NORTE</u>	<u>268.5</u>	<u>200.1</u>	<u>468.7</u>	<u>120.2</u>	<u>603.4</u>	<u>1'192.3</u>
- PetroPerú	108.2	33.3	141.5	95.0	46.0	282.6
- Occidental	158.4	155.4	313.8	6.5	48.3	368.6
- Superior	-	-	-	-	160.0	160.0
- Otras áreas	1.9	11.4	13.3	18.7	349.0	381.0
III. <u>SELVA CENTRAL Y SUR</u>	<u>3.9</u>	<u>2.1</u>	<u>6.0</u>	<u>0.8</u>	<u>961.0</u>	<u>967.8</u>
- PetroPerú	3.9	2.1	6.0	0.8	161.0	167.8
- Shell	-	-	-	-	500.0	500.0
- Otras áreas	-	-	-	-	300.0	300.0
IV. <u>ZOCALO</u>	<u>66.1</u>	<u>41.5</u>	<u>107.6</u>	<u>63.7</u>	<u>954.8</u>	<u>1'126.2</u>
- PetroPerú	-	-	-	-	332.0	332.0
- Belco y Asociados	66.1	41.5	107.6	63.7	295.8	467.2
- Otras áreas	-	-	-	-	327.0	327.0
V. <u>COSTA NOROESTE</u>	<u>124.9</u>	<u>127.9</u>	<u>252.9</u>	<u>353.5</u>	<u>285.2</u>	<u>891.6</u>
- PetroPerú-Rec. Primaria	56.7	36.2	93.0	39.0	285.2	417.2
- PetroPerú-Rec. Secundaria	2.5	32.0	34.5	314.5	-	349.0
- Oxy-Bridas	65.7	59.7	125.4	-	-	125.4
VI. <u>SIERRA SUR</u>	-	-	-	-	<u>152.3</u>	<u>152.3</u>

Fuente: Elaborado por el autor en base a datos de PetroPerú.

Existen serios indicios que permiten suponer que las cifras oficiales acerca del potencial petrolífero del país se encuentran subestimadas.^{1/}

En un estudio de Zúñiga y Rivero y otros^{2/}, se estimó el potencial petrolífero de la región amazónica en un monto de 31 a 42 mil millones de barriles, correspondiendo a 20 mil a la Cuenca Marañón, 5-10 mil a la de Ucayali y 6-12 mil millones a la de Madre de Dios. A su vez, Travis y otros^{3/} estimaron en más de 2,000 millones de barriles el potencial petrolífero de las cuencas costeras, incluyendo el zócalo.

^{1/} Resulta ilustrativo brindar algunos elementos de juicio acerca del manejo de cifras que se viene haciendo del potencial petrolífero del país por parte de los funcionarios oficiales. El 23.7.81 el Ing. Manuel Barrantes Rangel, Asesor General del Ministerio de Energía y Minas, afirmaba que "el Perú alberga un ingente potencial petrolero estimado en 50,000 millones de barriles De ese volumen son aprovechables de inmediato cinco mil millones de barriles". El Peruano, 24.7.81. Simultáneamente, el Ministro de Energía y Minas, Pedro P. Kuczynski declaraba que "las reservas de petróleo que tiene el país son de 850 millones de barriles y aproximadamente mil millones más, pero de petróleo pesado," considerando a estas últimas no comerciales. El Peruano 29.7.81. El mismo funcionario aseveró que iba "a tener que leer el diario oficial El Peruano para enterarse de la versión de que hay reservas por 50 mil millones de barriles", agregando "... las cifras que se están dando últimamente son producto de la fantasía". El Comercio 31.7.81. Poco después el Ing. Barrantes Rangel afirmaba que "El Perú posee de 4 mil a 5 mil millones de barriles de reservas "probables", 850 millones de reservas probadas y un número no determinado de reservas posibles. El Diario 4.8.81. Cómparese esas estimaciones con las arriba presentadas.

^{2/} Zúñiga y Rivero F., Pardo A., Valdivia H., y Velarde P., 1976, Hydrocarbon Potential of Amazonas Basins of Colombia, Ecuador and Peru. Am. Assoc. Petroleum Geologists, Mem. Nro. 25.

^{3/} Travis R.B., González G. and Pardo A., 1976, Hydrocarbon Potential of Coastal Basins of Peru. Am. Assoc. Petroleum Geologists. Mem., Nro. 25.

En un completo y reciente estudio de evaluación del potencial petrolífero de la Cuenca Marañón,^{1/} se concluye estimándose "reservas potenciales de 5,000 á 15,000 millones de barriles".

El estudio avanza al proponer modelos de programas de exploración y brigadas sísmicas en la Cuenca Marañón, estimando que para un período de 10 años y con una inversión mínima de 45 millones de dólares anuales se podrían incrementar las reservas, y consecuentemente la producción, en 500 millones de barriles. Calcula en 98 millones de dólares anuales la inversión óptima, que podría incrementar las reservas en 1,415 millones de barriles de petróleo.^{2/}

Resulta importante tener presente, a los fines de política petrolera, que en el citado estudio se señala que el potencial petrolífero de la Cuenca Marañón se encuentra concentrado en sólo ocho de los lotes que integran la cuenca. Justamente, son los lotes clasificados de "excelente" o "buena" calidad los que interesan a las petroleras extranjeras y sobre los cuales se han venido suscribiendo contratos de operaciones, conforme se a-

1/ El estudio titulado "Evaluación del Potencial Petrolífero de la Cuenca Marañón" fue realizado por técnicos del Instituto Federal de Geociencias de Hannover y PetroPerú, en el marco del Convenio de Asistencia Técnica entre los Gobiernos del Perú y la República Federal Alemana. El proyecto fue iniciado el 1° de junio de 1979 y terminado el 30 de noviembre de 1980. En él participaron tres geólogos expertos y especialistas en palinología y geoquímica, por la Cooperación Técnica Alemana. PetroPerú contribuyó con 6 geólogos expertos peruanos. Los análisis geoquímicos y de las muestras de roca y de fluidos de los pozos fueron procesados en laboratorios de investigación del Instituto Federal de Geociencias en Alemania. La Cuenca Marañón cubre un área de 250,000 Km² y está ubicada en la parte nororiental del país. El estudio comprendió, entre otros trabajos, la evaluación estratigráfica de las diferentes rocas, análisis geoquímicos de muestra de superficie y muestra de pozos así como de los fluidos de los pozos en producción y la evaluación e interpretación de la formación geofísica con la finalidad de determinar las estructuras más favorables para el entrapamiento de los fluidos en la Cuenca.

2/ Los estimados se basan en un factor de éxito del 25%. Para mayor ilustración véase el Anexo.

nalizará más adelante.^{1/}

Otra de las discrepancias entre las estimaciones oficiales y estudios efectuados es en relación a las reservas de recuperación secundaria - del Noroeste costero, que han sido calculadas en más de 500 millones de barriles.^{2/}

Por último, se está estudiando la posibilidad de recuperar 1,500- 2,000 millones de barriles de petróleo pesado, mezclándolo con crudo liviano proveniente de un lote vecino.^{3/}

4. La Política Petrolera Bajo el Régimen Militar (1968-1980)^{4/}

a) Los Contratos "Modelo Peruano"

Poco después del golpe militar del 3 de octubre de 1968, que llevó al General Juan Velazco Alvarado a la jefatura del nuevo gobierno, fue su-

1/ Las áreas prioritarias se clasificaron de la manera siguiente:

<u>Area</u>	<u>Categoría</u>
Lotes 1A, 1B, 2, 8	Excelente, Buena
Lotes 3, 4, 6, 7	Buena
Lotes 10, 8	Buena - Regular
Lotes 13, 14	Regular
Lotes 11, 12, 15, 16	Pobre

Los lotes 1A y 1B son operados por Occidental, el 2 por Superior, el 7 por Hamilton y la Union está interesada en el lote 6.

2/ Sobre el particular véase el Vol. 2 del Joint Peru/US Report on Peru/US Cooperative Energy Assessment. US Department of Energy. Assistant Secretary for International Affairs. August 1979. Estudio efectuado conjuntamente por técnicos de los Estados Unidos y del Perú.

3/ De acuerdo a recientes afirmaciones del Ministro P.P. Kuczynski el lote 1B contiene de 1,500 a 2,000 millones de barriles de crudo pesado. Este crudo podría ser recuperado económicamente mezclándolo con petróleo liviano proveniente del lote 1A. Ver El Comercio 13.11.81.

4/ Para un análisis más detallado de este punto véase Pontoni A. Transnacionales y Petróleo en el Perú, CEDEP, Lima, 1981.

primido el anterior régimen de concesiones petroleras.^{1/} Si bien se admitía el concurso de la empresa privada, mediante el sistema de contratos de operaciones en las etapas de prospección, exploración, explotación y manufactura del petróleo, reservaba a la acción exclusiva del Estado la comercialización hasta las plantas de abastecimiento, la refinación y la industria petroquímica básica.

La nueva política petrolera tuvo como eje la celebración de contratos de operaciones, de exploración y explotación, con petroleras extranjeras. Estos contratos fueron denominados "Modelo Peruano" y si bien representaron un avance respecto de las antiguas concesiones eran una adecuación tardía del país a las nuevas condiciones existentes en la actividad petrolera mundial.

La apertura al capital extranjero reconoce explicaciones de carácter económico, como la necesidad de ahorrar divisas mediante el incremento de la producción doméstica y político, entre las que se cuenta la necesidad de volver a ganar la confianza de los inversionistas extranjeros y de las fuentes de financiamiento externo, deterioradas después del enfrentamiento con la IPC. Esto explica el carácter promocional que tuvieron esos contratos.

El "Modelo Peruano" es un contrato de operaciones del tipo de riesgo con participación en la producción, donde una de las partes, el contratista, se obliga a ejecutar todas las operaciones petrolíferas, (que incluye actividades como la exploración, desarrollo, producción y transporte), conforme a un programa mínimo de trabajo, siendo de su exclusiva responsabilidad y cargo todos los costos y desembolsos incurridos. El contratista debe proporcionar la totalidad de los recursos técnicos, económicos y fi-

^{1/} Las concesiones consistían en la entrega de extensas áreas por largos períodos de tiempo. A cambio de ello los Estados percibían una porción mínima de los ingresos generados por la producción de crudo, bajo la forma de los llamados "canon de superficie" o de "producción" (regalías), consistentes en el pago de una suma fija por el derecho de operar en una determinada área o por tonelaje de producción. Las concesionarias eran propietarias del petróleo descubierto o del que extraían y ejercían el control total sobre las distintas fases de la actividad.

nancieros requeridos y a cambio de ello tiene derecho a recibir de la empresa estatal PETROPERU, en carácter de retribución, un determinado porcentaje del crudo extraído, que fluctúa en 50% libres de impuesto.

La duración de los contratos varía, siendo generalmente de 35 años para selva y 30 en zócalo. Por otro lado, si el contratista no efectúa un descubrimiento comercial de petróleo durante la etapa exploratoria,^{1/} el contrato se da por terminado, retornando a PETROPERU el total del área materia del contrato sin lugar a ningún tipo de indemnización por las inversiones realizadas.

Si se produce un descubrimiento comercial de petróleo, el contratista está obligado a hacer suelta del 50% del área, en beneficio de PETROPERU.^{2/} Los contratos comprendían áreas de 1 millón de hectáreas en selva y 500 mil en zócalo.

Otras disposiciones establecían que la empresa estatal debía pagar las obligaciones impositivas de la contratista, lo que incluía derechos de exportación e importación e impuestos a la renta. Los contratos eran suscritos por PETROPERU, si bien requerían ser aprobados por el Poder Ejecutivo. Todos los contratos mantuvieron una misma identidad estructural, de allí su caracterización como modelo, a pesar que las disposiciones legales vigentes en aquellos años otorgaban amplias facultades a la empresa esta-

1/ El programa obligatorio de exploración era de 7 años en selva y 4 en zócalo, comprendiendo dos etapas: una, el programa mínimo garantizado de exploración, (4 años en selva y 2 en zócalo) que obligaba al contratista a la realización de estudios y la perforación de 3-4 pozos exploratorios, la otra, el programa de perforación adicional (3 años en selva y 2 en zócalo) por el que debía abrirse un pozo cada 5-6 meses. La diferencia entre ambas etapas residía en que la primera obligaba al pago de una indemnización en caso de incumplimiento, mientras que la segunda era potestativa para el contratista.

2/ La suelta del área responde al principio de hacer participar a la empresa estatal de la bonanza de un descubrimiento petrolero y es habitual en contratos de estas características.

tal para fijar las condiciones en cada caso.^{1/}

Los contratos adolecían de una importante omisión referida a la explotación de los yacimientos descubiertos, ya que no contenían dispositivos precisos que cautelaran adecuadamente el interés nacional, a diferencia del programa de exploración que contenía estipulaciones específicas acerca de la actividad que debían desarrollar las contratistas.^{2/} Si bien se crearon, por disposiciones contractuales, los denominados Comité de Supervisión, estos organismos resultaron, en los hechos, una mera instancia burocrática en la que los contratistas cumplían con informar a los técnicos de la empresa estatal las acciones que se venían realizando.^{3/}

b) La Primera Apertura de la Amazonfa. Resultados

La agresividad de la política petrolera implementada durante los primeros años de la década del 70, caracterizada por la apertura de la Amazonía peruana a las compañías extranjeras, determinó un cambio sustancial en el ritmo exploratorio y un fuerte incremento en el volumen de producción.

- 1/ Esta metodología para la aprobación de contratos petroleros aún subsiste. El parlamento nacional no participa en la discusión o aprobación de estos contratos a pesar de la duración e importancia de los mismos para la economía nacional. Otra característica es el hecho que se contrata sin necesidad de licitación o concurso previo.
- 2/ Uno de los puntos en conflicto entre el Estado y las empresas contratistas se origina en la colisión de intereses respecto de la explotación de un yacimiento. Mientras el Estado aspira a maximizar la recuperación final la contratista persigue maximizar su rentabilidad, no siendo ambos conceptos necesariamente coincidentes, ya que el porcentaje de recuperación final de un yacimiento varía con la adopción de diferentes técnicas y/o ritmos de explotación, dependiendo del tiempo, que es una de las variables que determinan la tasa de retorno.
- 3/ Curiosamente y a pesar del hecho que el único eventual perjudicado por una inconveniente política de explotación es el propietario del recurso, es decir el Estado y, en consecuencia le corresponde a éste ejercer el control o supervisión de las operaciones, los Comité de Supervisión estaban conformados por dos representantes de la empresa estatal, PETROPERU y dos representantes de la empresa contratista, junto a un observador de la Fuerza Armada, a los efectos de tutelar aspectos referidos a la Defensa Nacional.

Bajo el nuevo régimen contractual se suscribieron, entre 1971 y 1973, 18 - contratos con 31 empresas foráneas (22 de las cuales eran norteamericanas). De ese total, 11 comprendían lotes de selva norte (1A-1B-3-4-6-7-10-11-12-13-14), 5 correspondían a selva central y sur (33-36-39-46-47) y 2 al Zócalo Continental en costa norte (Z-1 y Z-2). En abril de 1978 se celebraron dos nuevos contratos, uno en selva norte (lote 1B) y el otro, de recuperación secundaria, en campos de la costa noroeste. De todos estos contratos sólo cinco se encuentran en vigencia y en etapa de desarrollo, los correspondientes a las empresas Occidental (lotes 1AA y 1B en selva norte), Belco y asociados (Lotes Z-1A y Z-1B en el Zócalo) y el consorcio Occidental-Bridas, que opera en la costa noroeste en virtud de un contrato de servicios.

El fuerte incremento de la actividad exploratoria, particularmente en selva, puede apreciarse en el Cuadro 6. Entre los años 1971 y 1976 se perforaron un total de 209 pozos, 114 por parte de las contratistas y 95 por PETROPERU, sin embargo sólo la empresa estatal y Occidental hicieron descubrimientos de características y por volúmenes comerciales, en la región amazónica.^{1/}

Como consecuencia del esfuerzo exploratorio desplegado por PETROPERU y las contratistas las reservas probadas de petróleo aumentaron sustancialmente en esos años, pasando de 332 millones de barriles para el año 1971 a 720 millones a finales de 1978, correspondiendo el incremento casi exclusivamente a los descubrimientos en selva. En el Gráfico 2 se observa la estrecha correlación existente entre el número de pozos exploratorios perforados y el incremento de las reservas para el caso de la más importan-

^{1/} Esto no implica que en el resto de los lotes no se haya "descubierto petróleo" ya que la determinación de pasar a la etapa de explotación depende de variables diferentes, como la ubicación y tamaño del yacimiento, calidad del crudo, existencia de infraestructura de transporte, precio, etc. Las sueltas de área por las contratistas que se retiraron se produjo entre los años 1975-1976, es decir antes de la segunda crisis del petróleo. En selva norte (Cuenca Marañón) se descubrieron 21 yacimientos petrolíferos con 516 mil millones de barriles de reservas probadas. Véase "Evaluación Potencial Petrolífera Cuenca Marañón". Cooperación Técnica Alemana / PETROPERU.

CUADRO 6

PERFORACION DE POZOS EXPLORATORIOS POR REGION Y EMPRESAS

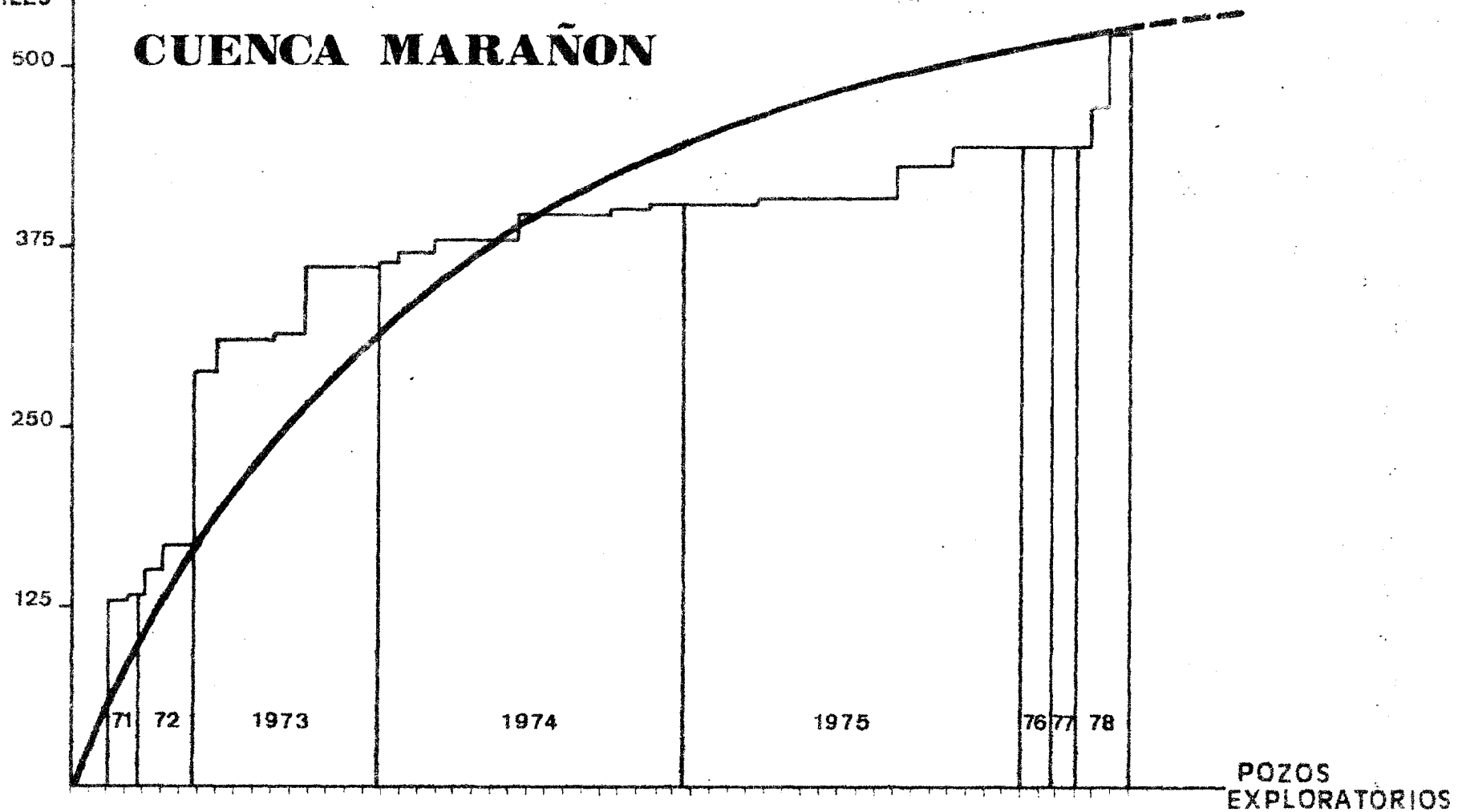
	<u>1971</u>	<u>1972</u>	<u>1973</u>	<u>1974</u>	<u>1975</u>	<u>1976</u>	<u>1977</u>	<u>1978</u>	<u>1979</u>	<u>1980</u>	<u>1981</u>	<u>Total</u>	<u>%</u>
I. <u>TOTAL NACIONAL</u>	<u>25</u>	<u>29</u>	<u>34</u>	<u>39</u>	<u>46</u>	<u>36</u>	<u>31</u>	<u>21</u>	<u>4</u>	<u>13</u>	<u>17</u>	<u>295</u>	<u>100.0</u>
II. <u>SELVA NORTE</u>	<u>1</u>	<u>10</u>	<u>14</u>	<u>22</u>	<u>33</u>	<u>21</u>	<u>21</u>	<u>6</u>	<u>1</u>	<u>2</u>	<u>4</u>	<u>135</u>	<u>46.0</u>
- PetroPerú	1	9	8	6	8	9	8	3	1	1	2	56	19.0
- Occidental	-	1	6	7	4	5	13	3	-	1	2	42	14.0
- Otros contratistas	-	-	-	9	21	7	-	-	-	-	-	37	13.0
III. <u>SELVA CENTRAL</u> (PetroPerú)	-	<u>1</u>	-	-	-	-	-	-	-	-	-	<u>1</u>	-
IV. <u>ZOCALO</u> (Belco y Asociadas)	<u>11</u>	<u>9</u>	<u>12</u>	<u>8</u>	<u>8</u>	<u>6</u>	<u>3</u>	<u>4</u>	<u>1</u>	<u>5</u>	<u>8</u>	<u>75</u>	<u>25.0</u>
V. <u>COSTA NOROESTE</u> (PetroPerú)	<u>13</u>	<u>9</u>	<u>8</u>	<u>9</u>	<u>5</u>	<u>9</u>	<u>7</u>	<u>11</u>	<u>2</u>	<u>6</u>	<u>5</u>	<u>84</u>	<u>29.0</u>

Fuente: Elaborado por el autor en base a datos de PETROPERU.

GRAFICO 2

MILLONES
DE BARRILES

RESERVAS PROBADAS Y POZOS EXPLORATORIOS CUENCA MARAÑÓN



FUENTE: «EVALUACION POTENCIAL PETROLIFERO CUENCA MARAÑÓN»

POZOS
EXPLORATORIOS

tante de las áreas descubiertas en la Amazonía peruana: la Cuenca Marañón.

Por último y como lógico resultado de los nuevos descubrimientos - en la selva y el incremento de las reservas, la producción de petróleo aumentó sustancialmente una vez completada la infraestructura de transporte necesaria para su traslado a los centros de consumo o exportación. En el Cuadro 4 se observa que de una producción diaria interior a 62,500 barriles, a comienzos de la década del 70, se pasa más de 150,000 en 1978 y casi -- 200,000 barriles por día a finales de la misma década. Estas cifras consti- -- tuyen la muestra más clara de los efectos de la política petrolera implemen- tada bajo el Gobierno Militar.

Resulta lógico preguntarse, a esta altura del relato, si ese mismo "éxito" medido por el incremento de las reservas y de la producción de pe- -- tróleo, hubiera podido alcanzarse sin el concurso del capital extranjero. En otras palabras, si a principios de la década del 70 no existían alterna- -- tivas de política petrolera mejores, entendido por los beneficios derivados para el país, que la adoptada por el Gobierno Militar.

A nuestro criterio existía la posibilidad que el Estado asumiese - la responsabilidad de las operaciones, subcontratando aquellos servicios - técnicos necesarios para su actividad, sin embargo resulta importante poner de relieve tres factores que, de alguna manera, deben ser considerados en - favor de quienes diseñaron la política que se analiza.

Dichos factores son:

f) La urgencia por el autoabastecimiento energético. Desde media- -- dos de la década del 60 el Perú se había convertido en importador de crudos, agravándose progresivamente dicha situación por el estancamiento de la pro- -- ducción y el agotamiento de los yacimientos de la costa norte y el gradual incremento del consumo, llegándose a importar la tercera parte del crudo -

consumido.^{1/} La brecha energética repercutía severamente en el sector externo del país, pues las importaciones de petróleo alcanzaban un peso creciente sobre el total de las importaciones superando a mediados de los 70 los 250 millones de dólares, es decir, más del 10% de las importaciones totales del país.

ii) El bajo precio del crudo antes de 1973. Con anterioridad a la primera crisis mundial del petróleo, el crudo se comercializaba a razón de 3 a 4 dólares el barril. Indudablemente la rentabilidad de las petroleras, a ese nivel de precios, era muy inferior a los beneficios realizados pocos años después como consecuencia de la cuatriplicación de los precios y en consecuencia los incentivos, como la participación en la producción del petróleo descubierto y desarrollado y la exención tributaria, debían adecuarse a esa realidad.

iii) La falta de comprobación del potencial amazónico. Si bien algunos trabajos exploratorios indicaban la buena filiación del territorio amazónico,^{2/} era necesario efectuar inversiones en perforaciones para determinar con mayor precisión el volumen de las reservas que abrigaba la Amazonía lo cual representaba un cierto grado de riesgo.

Es importante tener presente estos tres elementos de juicio al momento de evaluar la política petrolera bajo el Gobierno Militar a los efectos de no confundir, en sus causas, esta primera apertura de la amazonía de la segunda apertura que se va a materializar 10 años después que la primera a partir de la llegada al Gobierno del régimen constitucional. En 1980, cuando se diseña la nueva política, que analizaremos más adelante, el Perú se encuentra exportando más de la tercera parte de su producción de petró--

^{1/} Entre 1965 y 1971 el consumo interno creció a una tasa acumulativa anual del 5.1% y la importación de crudo y derivados en volumen lo hizo al 15%. La producción de crudo, para esos mismos años, permaneció estancada, ya que la mayor producción proveniente de los yacimientos del Zócalo, compensaban la merma de los tradicionales campos del noroeste costero.

^{2/} Entre 1955-1958 la Texaco realizó estudios de sísmica y perforó 4 pozos exploratorios, con fines estratigráficos, a lo largo de los ríos Marañón y Huallaga. La IPC entre 1957 y 1961 efectuó un levantamiento gravimétrico regional en el oriente peruano.

teo, el área amazónica se encuentra más explorada y mejor conocida como consecuencia de los estudios efectuados por las contratistas y PETROPERU y los precios del crudo son 12 veces más altos que a principios de los 70. De allí lo injustificado, desde el punto de vista económico, de una nueva apertura al capital extranjero sobre bases contractuales similares a la utilizada a principios de la década del 70 pero bajo condiciones muy diferentes y mucho más favorables al capital extranjero.

c) La Renegociación de 1980

El fuerte incremento de los precios del crudo en 1979 proporcionó nuevos y desmesurados beneficios a las petroleras extranjeras que operaban en el país, que producían el 72% del crudo peruano, por cuanto sus ganancias se incrementaron a un ritmo similar al de los precios mientras que los requerimientos; en inversiones y costos de producción se mantuvieron estables.^{1/} El Estado participaba sólo parcialmente de esta bonanza, por medio de su participación en la producción, más no podía participar de los mayores beneficios de las contratistas ya que el impuesto a la renta de esas empresas corría por cuenta de PetroPerú, como consecuencia de la falta de previsión en los contratos de situaciones como la que estaba ocurriendo.^{2/}

Esta situación tuvo una fuerte repercusión en las finanzas de la empresa estatal, que debía pagar al Fisco por impuestos correspondientes a las contratistas, una suma mayor que la representada por su participación en la producción de crudo por las petroleras extranjeras. Visto desde otro

^{1/} El precio promedio de las exportaciones de crudo peruano fue de 27 US\$/barril en 1979, sin embargo, hubo despachos en el mercado "spot" que superaron la barrera de los 40 dólares.

^{2/} En descargo de quienes diseñaron la política petrolera a principios de los 70 puede señalarse que las estimaciones efectuadas sobre evolución del precio del crudo preveían un barril a 3.50 dólares para los 80. Por otro lado, en recientes declaraciones del Gral. Jorge Fernández Maldonado, ex-Ministro de Energía y Minas del Gobierno Militar (hasta 29-8-75) y uno de los Jefes, del golpe de 1968, al ser preguntado si "¿se planteó alguna duda respecto de los contratos "Modelo Perú"? respondió que "El objetivo era expropiar cuando Occidental entrara en producción". Véase - El Diario de Marka del 16.8.1982.

ángulo, el país percibía menos con los "Modelo Peruano" que lo que hubiera llegado a percibir de mantenerse vigentes el sistema de concesiones con sujeción al régimen tributario común, cuya tasa es del 68.5%.

Otro factor, igualmente absurdo e inconveniente a los intereses del país, residía en el hecho que las contratistas extranjeras, eximidas del pago de impuestos en el Perú, debían tributar al Fisco de su país el 46% en carácter de impuesto a la renta sobre las utilidades generadas por la actividad que desarrollaban en el exterior.^{1/} Por otro lado, si se establecía la obligación de las contratistas de pagar el impuesto a la renta, podrían gozar del correspondiente certificado de impuestos y, en consecuencia, obtener la deducción del Fisco de los EE.UU. En otras palabras, si se imponía una tasa del 46% sobre las utilidades, a cargo de las petroleras extranjeras, el efecto habría sido la consecuente mejora en los ingresos fiscales del Perú en detrimento del Tesoro norteamericano, permaneciendo igual la situación de la contratista.

Estos elementos son los que determinan la necesidad de renegociar los contratos, para lo cual se dictan los Decretos Leyes 22774 y 22775, de diciembre de 1979, que en lo sustancial establecen la sujeción de las contratistas al régimen tributario común, es decir la obligación de abonar el 68.5% de sus utilidades en concepto de impuesto a la renta.^{2/} Bajo las nuevas disposiciones son renegociados los cinco contratos aun subsistentes.

El efecto económico más importante de la renegociación es la mayor participación del Estado en la distribución de los ingresos generados por la producción petrolera. Como se aprecia en el Cuadro 7, esa participación se incrementó del 53% al 74%, es decir, que el país obtuvo un beneficio ne-

^{1/} El International Revenue Service (IRS) de los EE.UU. no aceptaba como crédito tributario, es decir imputable a cuenta, los certificados de impuestos a la renta pagados por PETROPERU por cuenta de las contratistas extranjeras.

^{2/} El pago del impuesto debe efectuarse en crudo.

to equivalente al 21% del total del crudo producido por las contratistas. Esto representa unos 10 millones de barriles anuales, que al precio de 1979 equivalían unos 270 millones de dólares, suma que, por un lado, mejoraba la balanza de pagos del país, al evitarse su salida, y por otro lado, mejoraba la situación financiera de PETROPERU y/o las finanzas públicas.

CUADRO 7

PERU. DISTRIBUCION DE INGRESOS PETROLEROS BAJO EL REGIMEN DE
CONTRATOS CON EMPRESAS EXTRANJERAS
(En porcentajes)

	Modelo Peruano	Modelo Peruano Renegociado en 1980
A. <u>ESTADO</u>	<u>53.0</u>	<u>74.0</u>
1. Por participación en la producción	50.0	50.0
2. Impuestos y transporte	3.0	24.0
B. <u>CONTRATISTA EXTRANJERA</u> ^{1/}	<u>47.0</u>	<u>26.0</u>
1. Costos	16.0	16.0
2. Utilidades netas	31.0	10.0

Fuente: Elaborado por el autor.

^{1/} En 1980 la Occidental recibió el 28% de la producción total en retribución a sus servicios, es decir más de lo señalado. Véase "Oxy-Perú en Cifras". Occidental Petroleum Corp. of Peru - Diciembre, 1980.

El nuevo sistema representaba para las petroleras extranjeras una fuerte caída de sus utilidades, que se redujeron del 31% con que antes participaban en los ingresos petroleros, al 10%.^{1/}

Pero si bien los contratos renegociados van a mejorar los beneficios económicos del sector público, no contemplan o lo hacen de manera insuficiente, todos los aspectos que al Estado le interesa cautelar para el logro de sus principales objetivos en el sector petrolero, como son maximizar la recuperación final de sus riquezas petroleras y de sus beneficios económicos, la capacitación de sus nacionales y la transferencia tecnológica.

Tanto los "Modelo Peruano" como los renegociados constituyeron adecuaciones tardías e incompletas a las nuevas modalidades de contratación que regulan las relaciones entre países productores-dependientes y empresas transnacionales sin llegar a asumir la tendencia, insinuada a principios de la década del 50, reforzada durante los 60 y definitivamente dominante en la década del 70, consistente en el reemplazo paulatino de dichas empresas en el control y producción de hidrocarburos.

d) Las Inversiones en el Sector Petrolero

La merma de la producción nacional de crudo frente a una demanda interna en expansión determinó la importación de volúmenes crecientes de petróleo a partir de mediados de la década del 60. Al producirse la crisis de los años 1973-1974, en que se cuatuplicaron los precios internacionales del crudo, el Perú importaba casi la tercera de sus requerimientos con el

^{1/} Las contratistas extranjeras no "perdieron" el 68.5% de sus utilidades (si bien el Estado Peruano sí ganó ese porcentaje), ya que un 46% debe computarse por cuenta del Tesoro de los EE.UU., mientras que sólo el diferencial del 22.5% es el costo de las petroleras. Pero a cambio de ese 22.5% recibieron beneficios y ventajas que compensaron parcialmente la nueva situación, entre las que se cuentan: rebaja en las tarifas de transporte por oleoducto, extensión de los plazos contractuales; un miembro más en los Comités de Supervisión, incremento del precio de compra del crudo vendido a PETROPERU. Para un análisis más detallado véase Pontoni, A. Op.cit.

consecuente drenaje de divisas en la balanza comercial del país.^{1/}

Esa situación obligó al Gobierno Militar a iniciar una agresiva política de exploraciones y de inversiones en el sector, de la que participaron tanto la empresa nacional como contratistas extranjeras. La región que concentró el mayor esfuerzo de promoción fue la selva que si bien se presentaba con perspectivas positivas en el campo petrolero era una zona de difíciles condiciones de trabajo y, lo más importante, no contaba con infraestructura adecuada para el transporte del crudo hasta los puntos de embarque o consumo.

La década del 70, período en que el Gobierno Militar desarrolla sus acciones en este sector tiene dos etapas claramente diferenciadas; la primera caracterizada por la realización de importantes inversiones, tanto en exploración como en infraestructura, que se extiende hasta el año 1978 y la segunda, en que se comienzan a ver los frutos de esas inversiones, caracterizada por el fuerte incremento de la producción de crudo, cuya extracción fue posibilitada por la culminación de las obras del oleoducto.^{2/}

Tal como se muestra en el Cuadro 8, entre los años 1971 y 1978 se invirtieron más de mil ochocientos millones de dólares en el desarrollo del

^{1/} Antes de 1973 las importaciones peruanas de productos petroleros eran inferiores a 50 millones de dólares, representando aproximadamente el 6% de las importaciones. En 1973 alcanzaron a 64 millones y en 1974 casi 200 millones mientras que en los tres años siguientes treparon a 270 millones, que representaban casi el 15% del total importado. Por otro lado, y debido a la política de mantener a bajos precios los combustibles destinados al consumo interno, el Gobierno subsidió el consumo de productos petroleros, lo que determinó un incremento del déficit e incidió en la crisis iniciada en 1975, que se caracterizó por desequilibrios severos en la balanza de pagos e incrementos del déficit fiscal y de la tasa de inflación.

^{2/} El primer contrato petrolero fue suscripto el 21.6.71 con la Occidental. El oleoducto fue iniciado a finales de 1974 y la primera partida de crudo transportada por esta vía llegó a la costa a fines de mayo de 1977.

sector petrolero, lo que indica la prioridad otorgada a esta actividad. De ese total, un 60% correspondió al sector público, mientras que la porción restante estuvo a cargo de las contratistas extranjeras, entre las cuales destacó la Occidental con una inversión superior a los 280 millones de dólares. La Occidental fue la única empresa que inició la explotación de petróleo en el área continental del territorio peruano, pues el resto de las que suscribieron contratos de operaciones se retiraron durante o al final de la etapa exploratoria y después de realizar inversiones estimadas en 444 millones de dólares.

CUADRO 8

PERU. INVERSIONES EN EL SECTOR PETROLERO. AÑOS 1971-1978.

	<u>Millones US\$</u>	<u>%</u>
I. <u>INVERSION TOTAL</u>	<u>1,817.4</u>	<u>100.0</u>
II. <u>INVERSION NACIONAL</u> (PETROPERU)	<u>1,087.3</u>	<u>60.0</u>
- Oleoductos	815.4	45.0
- Operaciones Selva	271.9	15.0
III. <u>INVERSION EXTRANJERA</u>	<u>730.1</u>	<u>40.0</u>
- Occidental	288.4	16.0
- Contratistas retiradas	441.7	24.0

Fuente: Elaborado por el autor en base a datos de las empresas y Ministerio de Energía y Minas.

Resulta ilustrativo confrontar la baja participación de la Occidental en las inversiones del sector (16%) con la elevada participación en la producción de crudos en el área continental peruana (65%). Esta comparación resulta aún más contrastante si se efectúa entre PetroPerú y Occidental. Entre 1971 y 1978 la contratista norteamericana invirtió por una suma equivalente a solo la cuarta parte de lo invertido por la empresa es-

tatal sin embargo y a pesar del mayor esfuerzo técnico y financiero de esta última, la Occidental produce el 85% del crudo extraído en selva norte y dispone de más del doble de las reservas probadas que posee PetroPerú. La razón del bajo desempeño de la empresa estatal en el área de producción, que proporciona la más elevada rentabilidad del sector, debe buscarse en la modalidad de política petrolera asumida, más que en la vocación petrolífera de las áreas en cuestión.^{1/} El grueso de la inversión nacional se destinó a la ejecución de la infraestructura necesaria para el desarrollo del petróleo amazónico, es decir el sistema de oleoductos, que insumió un costo superior a los 800 millones de dólares, que representa el 45% de la inversión total, por la cual PetroPerú obtiene un muy bajo nivel de retorno, como se precisa más adelante. La diferencia en la rentabilidad de las inversiones de ambas empresas es, en gran medida, consecuencia de la política de precios aplicada al servicio de transporte por oleoducto, a tarifas injustificadamente bajas e insuficientes.

Un somero análisis de la estructura de gastos e ingresos de la Occidental durante la década del 70 muestra los siguientes resultados. Antes de la entrada en operaciones del oleoducto esa empresa realizó inversiones netas por un total de aproximadamente 200 millones de dólares. A partir de 1978 y a pesar que continuó efectuando inversiones, tanto en exploración como en desarrollo, su balance financiero arroja resultados positivos por cuanto los ingresos derivados de su producción superan ampliamente los requerimientos de gastos e inversiones. A finales de 1979 la empresa ya había recuperado la totalidad de sus inversiones en el Perú y se encontraba operando a niveles de rentabilidad de aproximadamente el 70% anual (véase Cuadro 9). Esta situación tuvo una decidida influencia en

^{1/} Tanto los lotes administrados por Occidental, 1A y 1B, como el operado por PetroPerú el 8, aparecen clasificados como de "excelente" vocación en la evaluación técnica de la Cuenca Marañón. En el período en consideración, PetroPerú perforó 52 pozos exploratorios en selva norte y Occidental 39.

La voluntad de renegociar los contratos a principios de 1980.^{1/}

CUADRO 9

POSICION DE FLUJO DE EFECTIVO DE OCCIDENTAL PETROLEUM COMPANY EN PERU

	<u>Inversión</u>	<u>Depreciación</u>	<u>Amortización</u>	<u>Utilidad</u>	<u>Flujo Efectivo</u>
1971	584				(584)
1972	8,541				(8,541)
1973	25,640				(25,640)
1974	39,482				(39,482)
1975	24,234	408	1,917	(170)	(22,079)
1976	50,502	580	4,214	1,722	(43,986)
1977	64,216	744	5,322	6,014	(54,136)
1978	87,106	861	40,008	81,179	34,942
1979	126,273	1,206	62,180	219,500	156,713
TOTAL	<u>426,578</u>	<u>3,799</u>	<u>114,641</u>	<u>308,345</u>	

Fuente: PETROPERU. Informe de Unidad de Planeamiento para Renegociación Contratos Occidental.

e) La Inversión Nacional. El Caso del Oleoducto

Como se ha señalado más arriba, la inversión efectuada por el sector público en la construcción del sistema de oleoductos representa no sólo la más importante de las obras asumidas por el Estado, sino también la

^{1/} En recientes declaraciones, el ex-Ministro de Economía, Dr. Javier Silva Ruete, quien condujo la renegociación contractual de 1980, sostuvo que uno de los propósitos de esa acción era reducir la rentabilidad de las contratistas de un 70% a un 30%. Véase El Diario de Marka del 23.8. 1982. En el estudio que sirvió de base a la renegociación contractual de 1980 estimó que con la aplicación del impuesto a las utilidades del 68.5% la Tasa Interna de Retorno de Occidental para el período 1980-2003 sería del 31.4% y la de Belco del 33.4%. Una tasa de esta magnitud implica que la contratista extranjera obtendrá 220 dólares al cabo de 20 años, por cada dólar invertido.

la de más relevancia en el sector petrolero.^{1/}

Pero su importancia no es sólo consecuencia del tremendo costo y esfuerzo financiero que significó su realización, sino por el hecho de haber posibilitado la explotación petrolera en la región de más rica filiación y que en la actualidad produce unos 45 millones de barriles anuales, es decir casi las dos terceras partes de la producción nacional, que representa a precios internacionales más de 1,500 millones de dólares.

A pesar del hecho que la realización de esta obra constituyó una decisión positiva en aras del desarrollo del país terminó sirviendo principalmente, a las contratistas extranjeras que operan en esa región, para el caso la Occidental que produce las 3/4 partes del total del área servida por el oleoducto. Esto es consecuencia de las bajas tarifas abonadas por

1/ El sistema de oleoductos del norte del Perú se compone de:

- a) Oleoducto Norperuano, de 856 Kms. de longitud, que va desde el corazón de la Amazonía Peruana, en San José de Saramuro, hasta el Puerto de Bayóvar en la costa norte (véase el Gráfico adjunto). Es considerado como el segundo más difícil construido en el mundo, luego del de Alaska, pues en su recorrido atraviesa zonas boscosas y pantanosas, para después cruzar los Andes a 2,400 mts. Su capacidad de transporte en el tramo inicial de 306 Kms. es de 70,000 barriles diarios, pero puede ser incrementada hasta 200,000 b/d. El segundo tramo tiene una capacidad actual de 200,000 barriles diarios, que puede ser incrementada hasta 500,000 con instalaciones adicionales. El costo de este oleoducto fue en el momento de su construcción, 1975-1977, de 700 millones de dólares.
- b) Ramal Norte. Es un oleoducto secundario de 253 Kms. de longitud que transporta la producción de Occidental de los lotes 1-A y 1B hasta el oleoducto principal. Su capacidad de transporte actual es de 105,000 barriles diarios, pero está siendo ampliado a efectos de incrementar ese volumen en 25,000 barriles diarios. El costo del Ramal Norte fue de 115 millones de dólares.

El sistema fue financiado en gran parte por créditos concedidos por el ente petrolero del Japón (JAPECO) quien concurre con más de 260 millones de dólares.

el servicio de transporte.^{1/}

En un análisis de la rentabilidad del sistema de oleoductos que hemos efectuado,^{2/} suponiendo como constantes los actuales volúmenes transportados, tarifas y costos operativos, por un período de 15 años, y sin considerar el pago de impuestos, se ha obtenido una Tasa Interna de Retorno (TIR) inferior al 5% anual.^{3/} (Ver Cuadro 10). Esto constituye un claro indicador de los pobres beneficios que obtiene y obtendrá el sector público por esta inversión, lo cual contrasta abiertamente con la alta rentabilidad de las operaciones de las contratistas extranjeras, quienes con inversiones iniciales muy inferiores a la asumida por el Estado peruano obtienen ganan--

1/ La tarifa que actualmente cobra PETROPERU a la Occidental por el transporte de crudo es: Tarifa = $1.80 + 0.13 (CC-24)$, donde CC es el precio promedio de una canasta de 3 crudos integrada por el Araba Ligero, Qatar Marine y Es-Sider. Esto implica que la tarifa tiene un componente fijo y otro variable. En julio de 1982 dicha tarifa era de aproximadamente 2.90 US\$ por barril transportado. Estas tarifas rigen a partir de 1980, pues fueron parte de la renegociación contractual.

2/ Un estudio efectuado por técnicos de PetroPerú arroja una rentabilidad del 17%, más opera con el supuesto de utilización a plena capacidad del sistema. Asumir utilización a plena capacidad supone un incremento del 65% de la producción de selva norte, lo cual constituye una sentida esperanza más que una hipótesis realista. Véase "Memoria del Ministerio de Energía y Minas 1980-1982". Pág. 45.

3/ Para el caso hemos considerado una inversión inicial de 815 millones de dólares y gastos operativos de 0.70 US\$ por barril transportado. La tarifa considerada fue US\$ 2.90 por barril, imputando 2.30 US\$/barril al Norperuano y 0.60 US\$/barril al Ramal Norte. Los volúmenes transportados se estimaron en 45 millones de barriles para el Norperuano y 35 millones para el Ramal Norte. Para el período 1977-1981 se utilizaron los datos de tarifas y volúmenes efectivamente aplicados.

CUADRO 10

RENTABILIDAD DEL SISTEMA DE OLEODUCTOS

	1977	1978	1979	1980	1981	1982	1983	1984	1985	1986	1987	1988	1989	1990	1991	1992	Total
I. INGRESOS																	
A. NOR PERUANO																	
- Volumen (Mill.Bls.)	15	33	45	45	45	45	45	45	45	45	45	45	45	45	45	45	680
- Tarifa (US\$ Bl.)	<u>1.20</u>	<u>1.40</u>	<u>1.85</u>	<u>1.65</u>	<u>2.30</u>	<u>2.30</u>	<u>2.30</u>	<u>2.30</u>	<u>2.30</u>	<u>2.30</u>	<u>2.30</u>	<u>2.30</u>	<u>2.30</u>	<u>2.30</u>	<u>2.30</u>	<u>2.30</u>	
Total Nor Peruano (Mill.US\$)	18	46	81	76	104	104	104	104	104	104	104	104	104	104	104	104	1,470
B. RAMAL NORTE																	
- Volumen (Mill.Bls.)	14	35	35	35	35	35	35	35	35	35	35	35	35	35	35	35	500
- Tarifa (US\$ Bls.)	<u>0.35</u>	<u>0.50</u>	<u>0.40</u>	<u>0.80</u>	<u>0.60</u>	<u>0.60</u>	<u>0.50</u>	<u>0.60</u>	<u>0.60</u>	<u>0.60</u>	<u>0.60</u>	<u>0.60</u>	<u>0.60</u>	<u>0.60</u>	<u>0.60</u>	<u>0.60</u>	
Total R.N. (Mill.US\$)	5	17	14	21	21	21	21	21	21	21	21	21	21	21	21	21	290
TOTAL INGRESOS (Mill.US\$)	18	51	98	90	125	125	125	125	125	125	125	125	125	125	125	125	1,760
II. EGRESOS																	
- Gastos Operativos (Mill.US\$)	10	19	21	27	31	31	31	31	31	31	31	31	31	31	31	31	450
III. INGRESOS-EGRESOS (Mill. US\$)	8	32	77	63	94	94	94	94	94	94	94	94	94	94	94	94	1,310
IV. INVERSION INICIAL 815 Mill.de dólares																	
V. TASA INTERNA DE RETORNO (TIR): 4.8%																	

Fuente: Elaborado por el autor en base a datos de PETROPERU.

cias muy superiores.^{1/} En otras palabras un claro ejemplo de "subsidio" - por parte del Estado a empresas transnacionales.

5. La Nueva Política Petrolera (1980-1982)

a) Los supuestos de la actual política

En julio de 1980, a escasos días de firmarse los nuevos contratos renegociados, se inicia una nueva etapa bajo el gobierno constitucional que preside el Arq. Fernando Belaúnde Terry. El nuevo Ministro de Energía y Minas, Pedro Pablo Kuczynski, inició una intensa campaña destinada a modificar la política petrolera bajo la consigna de que "la única dependencia es la importación". Esta puede ser resumida en los siguientes argumentos:

i) El Perú se enfrenta, en los próximos años, a un déficit de producción petrolera causado por la falta de inversión y el descenso de las reservas, que llevará a la importación de petróleo a partir de 1983 ó 1984. Para evitar esta situación es necesario iniciar de inmediato una agresiva política en materia de exploración y desarrollo petroleros.^{2/}

ii) PetroPerú se encuentra "debilitada" en los aspectos técnicos, financiero y administrativo por lo cual "la tarea de reconstrucción demora-

1/ Si bien se estima que la rentabilidad promedio de las petroleras extranjeras que operan al Perú es superior al 30% anual, sin computar los beneficios que se desprenden de la aplicación del crédito tributario para reinversiones creado en 1980, ciertas operaciones han resultado mucho más beneficiosas para esas empresas. Existen antecedentes de algunos pozos cuyas evaluaciones iniciales arrojan tasas de retorno superiores al 70%, deducidos los impuestos y sin crédito tributario y computando el precio del crudo a valores de US\$ 26 por barril. En estos casos por cada dólar invertido la contratista obtendrá al cabo de 10 años, tiempo de vida útil estimado de un pozo, nada menos que de 200 dólares. Véase Pontón, A. "Por cada Dólar Invertido Occidental obtiene 285" en El Diario de Marka del 13.11.80.

2/ Es necesario tener presente que la futura escasez petrolera del Perú se fundaba en estimaciones de reservas subvaluadas, ya que a nivel de gobierno se conocían los resultados del estudio efectuado por la Cooperación Técnica Alemana, al que hemos hecho referencia más arriba.

rá tiempo y no podrá surtir efectos en la producción antes de algunos años! Respecto de los requerimientos financieros necesarios, el Ministro Kuczynski sostuvo que: "El Perú está prácticamente imposibilitado de realizar una activa exploración petrolera debido a los elevados costos que demanda. La obtención de un pozo productor cuesta alrededor de 200 millones de dólares"^{1/}

iii) De acuerdo a lo anterior se deduce, siempre en la lógica del alto funcionario, que la única solución viable a corto plazo es la contratación con empresas extranjeras. Sin embargo, el sistema contractual y tributario del Perú (teniendo presente el "Modelo Peruano" renegociado) es uno de los más onerosos del mundo, operando como causa de desaliento de las potenciales inversiones y/o reinversiones en el sector.

De estas tres premisas se desprende la necesidad de "ablandar" dicho sistema, lo cual se obtuvo por medio de la ley 23231 de fines de 1980, por la que se otorga crédito tributario a la reinversión de las contratistas extranjeras en la misma actividad petrolera, lo cual no estaba permitido por el anterior régimen legal.

b) Consecuencias económicas

El crédito tributario por reinversión concedido a las petroleras - extranjeras alcanza al 40% ó 50% del total de las utilidades antes de impues

1/ Véase El Comercio del 18.1.80 y "Memorias ..." Tomo I pág. 29 y 43. Para dicho cálculo el Ministro estimó la necesidad de realizar 10 perforaciones para lograr un pozo productor, a un costo de aproximadamente 20 millones de dólares cada uno. Sin embargo, la experiencia de Occidental en el Perú desmiente estas estimaciones ya que su coeficiente de éxito en pozos exploratorios perforados ha sido superior al 90% y el costo de perforación en selva fluctúa en alrededor de 2 a 3 millones de dólares. Por lo tanto el costo de un programa exploratorio es muy inferior al estimado por el alto funcionario. Esto quedó confirmado en los nuevos contratos que contienen exigencias de inversión inferiores a los 30 millones por lote.

to, según operen al norte o al sur del paralelo 7.^{1/} Por otro lado, dicho beneficio no ha sido limitado exclusivamente a los gastos realizados en exploración pues pueden computarse todo tipo de inversiones que efectúe la contratista. En el Art. 6° del Reglamento de la Ley 23231 se precisa que las inversiones beneficiadas deben estar "destinadas al propósito de incrementar las reservas aprovechables de petróleo y/o desarrollarlas racionalmente".^{2/} El beneficio no se concede en el caso de pozos improductivos, ni para gastos de mantenimiento y reparación de bienes de capital y equipos, ni puede ser imputado como gasto del ejercicio deducibles para efectos del Impuesto a la Renta.

Los primeros programas de inversión con crédito tributario aprobados por la Dirección General de Hidrocarburos muestran que sólo un 12% del monto total de las inversiones aprobadas con el beneficio comentado estaban destinadas a actividades de exploración (ver Cuadro 11). En consecuencia dicho crédito, lo único que hace es encubrir, en la práctica, una forma de desgravación impositiva, reduciendo la tasa efectiva del impuesto a la renta de 68.5% al 41.1% y 34.3%, respectivamente.

Como consecuencia de esta modificación en la tasa impositiva se estimó que el país dejaría de percibir unos 150 millones de dólares anuales.^{3/}

1/ El crédito tributario para reinversiones exime del pago del impuesto a la renta sobre la porción de las utilidades que son reinvertidas. Este beneficio es generalmente concedido para inversiones en actividades o áreas de baja rentabilidad que el Estado desea promover canalizando recursos del sector privado. Por el contrario, las inversiones en petróleo se sitúan entre las de más alta rentabilidad en la economía peruana y son muchos los interesados en operar en seiva sin necesidad de otorgarles beneficios adicionales.

2/ La cuestión de las actividades que debía imputarse el crédito tributario fue motivo de confusión pues diferentes medios de prensa que apoyaban la nueva política petrolera se pronunciaron en favor de su exclusividad para actividades de exploración y creyeron, hasta varios meses después, que el beneficio sólo era aplicable a ese rubro. Entre los "confundidos" se contaban "El Comercio" y "Oiga".

3/ Véase de A. Pontoni Op.cit. pág. 114, donde se estima en 144 millones de dólares la merma anual en los ingresos fiscales.

Dicha estimación se confirmó al conocerse la aprobación de los programas de inversión con crédito tributario correspondientes a 1981, y que ascienden a 205 millones de dólares según se muestra en el Cuadro 10. Esto implica.^{1/} una reducción de la recaudación fiscal del orden de los 140 millones de dólares.^{1/}

CUADRO 11

PROGRAMAS DE REINVERSION CON CREDITO TRIBUTARIO PARA 1981

(En miles de dólares)

	<u>Occidental</u>	<u>Belco</u>	<u>Total</u>	<u>%</u>
A. Exploración (incluye geofísica y pozos exploratorios).	20,525	5,208	25,733	12.5
B. Perforación y Completación de Pozos de Extensión y Desarrollo	49,720	26,708	76,428	37.1
C. Facilidades de Producción	52,140	21,682	73,822	36.0
D. Infraestructura y Equipos	6,546	22,990	29,536	14.4
	<u>128,931</u>	<u>76,588</u>	<u>205,519</u>	<u>100.0</u>

Fuente: Elaborado por el autor en base a Res. Dir. 024-81 y 028-81. EM/DGH.

Por otro lado, mediante el nuevo régimen impositivo el Estado Peruano termina financiando al Tesoro norteamericano, en un 5% ó 12% según el caso, por cuanto la tasa marginal del impuesto a la renta en los Estados Unidos es de aproximadamente el 46% y el impuesto que deben pagar en el Perú no alcanza a ese tope.

^{1/} De esos 205 millones autorizados las contratistas realizaron, en 1981, - inversiones con crédito tributario por 195 millones, de las cuales 88.7 millones beneficiaron a Occidental Selva, 58.9 millones a Belco y 47.4 millones al Consorcio Oxy-Bridas. Véase "Memorias ..." Tomo I, pág. 53.

En otras palabras, las contratistas extranjeras, que mediante la renegociación contractual de principios de 1980 vieron disminuidas sus utilidades en un 22.5%, ya que el 46% restante que compone la tasa impositiva del 68.5% lo perdió el fisco de los Estados Unidos, han vuelto a su tasa de rentabilidad anterior a la renegociación, beneficiándose con las modificaciones contractuales establecidas en su favor, como ser la extensión de los contratos, rebaja de los precios del transporte por oleoducto, incremento de los precios de venta con destino al mercado interno, etc. La única diferencia entre el régimen actual y los "Modelo Peruano" originarios es que una parte de los beneficios que percibía el Tesoro norteamericano pasarán al fisco peruano.

Otra forma de ver el mismo problema se muestra en el Cuadro 12, donde se consigna la distribución de los ingresos petroleros en los distintos regímenes. De una distribución 74/26 se ha pasado a una 64/36, menos favorable al país.

CUADRO 12
PERU. DISTRIBUCION INGRESOS PETROLEROS
(en porcentajes)

	<u>Modelo Peruano</u>	<u>Modelo Renegociado</u>	<u>Modelo Ley 23231</u>
<u>A. ESTADO</u>	<u>53</u>	<u>74</u>	<u>64</u>
1. Participación producción	50	50	50
2. Impuestos y Otros	3	24	14
<u>B. CONTRATISTA EXTRANJERA</u>	<u>47</u>	<u>26</u>	<u>36</u>
1. Costos	15	15	15
2. Utilidades	32	11	21

Fuente: Elaborado por el autor.

c) La segunda apertura de la Amazonía. Los nuevos contratos

El segundo paso de la actual política petrolera, una vez "ablandado" el régimen tributario aplicable a las compañías extranjeras, fue abrir el territorio nacional a dichas empresas.^{1/} Entre marzo de 1981 y abril de 1982 se suscribieron 4 nuevos contratos con petroleras del exterior: con la Superior Oil sobre el lote 2 (selva norte), con Shell sobre los lotes 38 y 42 (selva central y sur), con Belco sobre el Z-28 (Zócalo norte) y Hamilton sobre el 7 (selva norte).

La política de apertura del territorio nacional a las petroleras - extranjeras resulta el complemento lógico del desgravamiento tributario establecido previamente y sus alcances revisten mayor gravedad desde el punto de vista de los intereses nacionales. Los lotes recientemente concedidos - son los de mejor filiación y de más bajo riesgo actualmente identificados - en el territorio peruano.^{2/}

La entrega de esas áreas al capital extranjero implica condenar, - de hecho, a la empresa estatal a asumir operaciones más costosas y riesgo--sas, en consecuencia menos rentables, tanto en materia de exploración como de desarrollo y, por otro lado, resta a la economía nacional la posibilidad de utilizar plenamente los excedentes provenientes de esta actividad para - ser aplicados al desarrollo nacional. Si a ello se suma la circunstancia -

1/ La filosofía que inspira la política del gobierno en esta área fue expli--citada por el Primer Ministro Manuel Ulloa al suscribirse el contrato - con la Shell, oportunidad en que afirmó: "Vamos a hacer todo lo posible para que ésta y otras empresas vengan al país". Véase El Peruano 11.7.81.

2/ Ya habíamos señalado que tanto el lote 2 como el 7, concedidos a la Supe--rior y Hamilton respectivamente, figuraban con calificación de "excelen--te" entre los lotes que componen la Cuenca Marañón. Por otro lado, el - lote 38 es el único que tiene el calificativo de "excelente" en la eva--luación de la Cuenca Ucayali efectuada por técnicos de la Cooperación A--lemana y el lote 42, en selva sur, es también el único que ha recibido - la máxima calificación en el estudio realizado sobre la Cuenca Madre de Dios. Ambos, el 38 y 42, han sido concedidos a la Shell. Debe recordarse que la selva norte (cuenca Marañón) cuenta con dos ventajas o atractivos para las empresas extranjeras: es la más intensamente explorada y de mayo--res reservas comprobadas y está servida por el oleoducto.

que los contratos se extienden por periodos de hasta 30 años resulta sencillo concluir que representan una seria limitación y un condicionamiento a cualquier política futura.

En términos generales los nuevos contratos son similares a los "Modelo Peruano". Sin embargo, incorporan algunas modificaciones que resultan más favorables a las contratistas, como ser: menores obligaciones en materia de inversiones exploratorias^{1/} y un porcentaje mayor de crudo en concepto de retribución de la contratista. Esto sucede a pesar que en la década transcurrida entre la firma de los primeros contratos y los actuales se produjeron importantes modificaciones en el sector:

1.- Disminución del grado de riesgo exploratorio como resultado de la actividad desplegada, tanto en la selva como en el Zócalo, por PETROPERU y las anteriores contratistas. En muchos lotes se dispone de información sísmica y geológica de suma utilidad proveniente del periodo 1971-1976.

2.- Existencia de infraestructura adecuada, como es el oleoducto, que soluciona el principal problema de la explotación de crudos en la selva norte, es decir el transporte. Esto permite, por un lado, pasar rápidamente a la etapa de extracción en caso de descubrimientos exitosos y, por otro, que puedan explotarse pequeñas o medianas estructuras. Antes de construirse el oleoducto no sólo debía comprobarse la existencia de petróleo sino también confirmar la presencia de volúmenes de una magnitud que justificaran la realización de obras de infraestructura.

^{1/} La etapa de exploración inicial garantizada, que antes era de 4 años en selva, se ha subdividido en dos. La contratista dispone ahora de la opción de iniciar la segunda etapa. La diferencia reside en el hecho que los antiguos contratos obligaban a la realización de 4 pozos exploratorios y si alguno no se llegaba a perforar debía abonarse a PETROPERU una indemnización similar al costo de los trabajos no realizados. En los nuevos, la contratista está obligada a hacer dos pozos en los primeros dos años y sólo en caso que opte por continuar con la exploración deberá hacer dos más. Si se retiró al cabo de los dos años no debe indemnización alguna. En el caso del contrato con la Shell la situación es aún más grave, ya que la exigencia de dos pozos corresponde a un convenio que abarca a dos lotes, es decir dos millones de hectáreas. En otras palabras exigencias exploratorias que equivalen a la cuarta parte de los antiguos "Modelo Peruano".

3.- Incremento sustancial de los precios del crudo que se han multiplicado en aproximadamente 12 veces en relación al vigente antes de 1973. Un caso particular es el contrato con Belco sobre el lote Z-28 en el Zócalo. Dicho lote no es más que la suma de los antiguos lotes Z-1E y Z-2E, que son las áreas de los lotes Z-1 y Z-2 que la Belco devolvió a PetroPerú al pasar a la etapa de explotación, una vez confirmada la existencia de petróleo.^{1/} En otras palabras, que en esa área ya operó la misma contratista y de esta forma se termina burlando el espíritu de la disposición legal que reserva a la empresa nacional la explotación de las áreas que les son devueltas por las compañías al momento de iniciar el desarrollo de un lote.

La apertura a las petroleras extranjeras generó un intenso debate en el país, del que tomaron parte los principales partidos políticos, medios de prensa, intelectuales, funcionarios, etc. Una de las críticas más duras a la nueva política provino de las Fuerzas Armadas, y generó un entre dicho entre el Presidente del Comando Conjunto de la Fuerza Armada y el titular de Energía y Minas con motivo del contrato con la Superior Oil.^{2/}

1/ Debe recordarse, que las disposiciones legales y contractuales peruanas determinan la obligación de las contratistas de "hacer suelta" del 50% del área que se les ha concedido en exploración una vez que se efectúa un descubrimiento comercial de petróleo y deciden el desarrollo del lote. Como ya se anticipó, el propósito es que la empresa nacional pueda participar de los beneficios del descubrimiento disponiendo de un área vecina a aquella donde se ha comprobado la existencia de hidrocarburos.

2/ La legislación peruana determina que antes de ser aprobado un contrato petrolero por el Ejecutivo, por Decreto Supremo y el voto aprobatorio del Consejo de Ministros, debe recabarse la "opinión favorable" de ocho organismos: Contraloría General, Oficina Nacional de Asuntos Jurídicos, Dirección Superior y Dirección General de Hidrocarburos del Ministerio de Energía y Minas, Dirección General de Contribuciones y Dirección General de Aduanas del Ministerio de Economía y Finanzas, Banco Central de Reserva y Comando Conjunto de la Fuerza Armada. En este último organismo cada contrato es analizado por el Comité de Revisión de Contratos Petroleros. Antes de otorgar su visto bueno el alto organismo militar expresó al Ministro de Energía y Minas su preocupación tanto por los alcances de la ley que establece el crédito tributario para reinversiones de las petroleras extranjeras, en particular por el hecho que este beneficio se haga extensivo a las empresas que ya estaban operando en el país, como así también por la concesión del lote 2 a la Superior, ya que ese lote se consideraba de bajo riesgo exploratorio y contaba con la ventaja de estar en un área servida por el oleoducto. El intercambio epistolar alcanzó un tono subido, ya que en una de las notas el Presidente del Coman...

A los efectos de superar esas discrepancias, se realizó un Acuerdo del Consejo de Defensa Nacional en el que se señala como "objetivo prioritario fortalecer a PetroPerú económica y técnicamente para que desarrolle no sólo - las extensas zonas de la selva reservadas a ella, sino las que convenga adjudicarle a fin que lleve a cabo un plan de expansión de la producción".^{1/} Otra importante muestra de discrepancia con la política oficial en este sector ha sido un pronunciamiento conjunto de los dirigentes de las dos más importantes fuerzas de la oposición, el Partido Aprista Peruano y la Izquierda Unida, que junto con otros sectores independientes y personalidades nacionales emitieron una declaración titulada "El petróleo para los peruanos".

En dicha declaración se afirma que "el Estado peruano tiene, frente a las petroleras extranjeras, una política de subsidio disimulado" y que "el contenido de algunos contratos celebrados por el Estado peruano resulta discutible, por cuanto significa entregar, a empresas extranjeras, otes de bajo riesgo y excelentes posibilidades petrolíferas, lo que les permite obtener una elevada rentabilidad por una actividad que PetroPerú está en condiciones de asumir". Entre las recomendaciones se precisa que deben revisarse los contratos actualmente vigentes y ponerse fin a la política de subsidio disfrazado a las empresas extranjeras.^{2/}

do Conjunto refiriéndose a la situación creada precisaba que "no se cautelaban totalmente los intereses de la Defensa Nacional". Véase El Diario de Marka del 5.12.81.

1/ A pesar de esta superación del conflicto, el gobierno presentó un proyecto al Parlamento, aun no aprobado, por el cual se limitó el actual derecho de veto de las Fuerzas Armadas en esta materia. Al momento del entredicho se encontraba al frente del ejército el Gral. Rafael Hoyos Rubio, quien participó activamente en el golpe militar de 1968, que depuso al entonces Presidente Belaúnde bajo cargos, entre otros, de actitud complaciente con la International Petroleum Company. Dicho militar falleció poco tiempo después en un accidente de aviación.

2/ Copia completa de la declaración aparece en el Anexo.

Actualmente existen negociaciones muy avanzadas para suscribir nuevos contratos, con Union Texas (lote 6) e Hispano (lote 50) en selva norte y con Elf Aquitaine sobre dos lotes en el Zócalo a pesar que las gestiones quedaron estancadas después de la renuncia del Ministro Kuczynski.^{1/} De todos modos las áreas más importantes, por su filiación petrolífera como por su ubicación cercana al oleoducto ya han sido concedidas a contratistas extranjeras, comprometiendo en gran medida el diseño de la política para el sector en los próximos años.^{2/}

d) La política de precios internos

El último paso de la nueva política petrolera tiene por destinatario a los consumidores internos y está referida al precio de los combustibles.

Al momento de asumir el gobierno constitucional la gasolina de 84 octanos tenía un precio equivalente a 0.85 US\$ por galón. Poco después de aprobarse la modificación al régimen tributario el Gobierno anunció su decisión de elevar el precio de los combustibles hasta alcanzar el equivalente a 1.25 US\$ galón, argumentando la necesidad de fortalecer a la empresa na--

1/ A partir del 28 de julio de 1982, es decir exactamente dos años después de haber asumido, dejó su cargo por renuncia el Dr. Pedro P. Kuczynski. Resulta ilustrativo señalar que al momento de ocupar su portafolio el Dr. Kuczynski se desempeñaba como Presidente de la Halco Incorporated, consorcio minero internacional de bauxita, y casi inmediatamente después de dejar su puesto retornó a los EE.UU. para ocupar la Presidencia de la First Boston International, empresa de inversiones con sede en Nueva York. Según un periodo vinculado al partido de gobierno, la despedida del Ministerio y del país se le hizo en la residencia de la Embajada de los EE.UU. en Lima. Véase Expreso del 19 de julio de 1982. Gran parte de las críticas dirigidas a este funcionario durante su gestión se referían a su estrecha vinculación con empresas transnacionales.

2/ Claro ejemplo de esta política de concesión de las áreas de mejor filiación y más bajo riesgo lo representa el lote 50, que se encuentra a punto de ser entregado a Hispanoil. En la Memoria Anual 1981 de Petro Perú se señala expresamente a ese lote como un "área muy promisoría" en la que en el último año se registraron 438 kms. de líneas sísmicas y se han detallado tres estructuras que deberán ser probadas con pozos exploratorios. En otras palabras, gran parte del riesgo exploratorio es asumido por la empresa estatal para después entregar el lote en operaciones a la contratista extranjera.

cional de petróleos y facilitar el saneamiento de las finanzas públicas.^{1/} De esta forma se pretende incrementar los ingresos del sector público en aproximadamente 400 millones de dólares.^{2/} Uno de los argumentos más esgrimidos por las autoridades para justificar los sucesivos aumentos se funda en el hecho que PetroPerú debe "subsidiar" al consumidor interno en aproximadamente 7.80 US\$ por barril, pues mientras el crudo lo adquiere a aproximadamente 10.60 US\$/barril, sólo recibe el equivalente de 2.80 por cada barril que destina al mercado interno (ver Cuadro 14). Esto representa un "subsidio" anual de aproximadamente 350 millones de dólares, en 1980 y 1981 considerando que el consumo interno superó los 46 millones de barriles, en esos años.^{3/}

Sin embargo, esta forma de presentar el tema enmascara la verdadera naturaleza del problema.

En primer lugar, es preciso tener en cuenta que el término "subsidio" al consumidor es incorrecto. Es necesario diferenciar el quebranto que sufre PetroPerú, a raíz de la diferencia entre sus costos y precios de venta, del balance del sector público, es decir, la diferencia entre los costos de producción y los ingresos que vía precios e impuestos directos perciben tanto la empresa estatal como el Fisco. Los combustibles representan en el Perú un caso muy particular de bienes por el hecho de encontrarse gra

^{1/} Hasta el momento actual, debido a la fuerte oposición a un incremento desmesurado de los precios de los combustibles y a la tasa de inflación no se ha podido superar el promedio del dólar por galón y el promedio correspondiente a 1981 fue de 0.87 US\$/galón.

^{2/} Los ingresos del sector público, en 1980, por venta de productos petroleros en el mercado interno ascendieron a 860 millones de dólares de los cuales PetroPerú percibió 445 millones mientras que el Gobierno Central obtuvo 415 millones en concepto de impuesto a la gasolina (que incluye los impuestos a los bienes y servicios, fiscal y canon y regalías). Un incremento en los precios como el proyectado por el Gobierno de aproximadamente el 45-50%, aportaría al sector público unos 400 millones de dólares adicionales.

^{3/} Véase "Memoria de Energía y Minas 1980-1982" Tomo I pág. 56.

vados con impuestos específicos (que representaban en 1980 el 40% del precio de venta al público) y cuyos precios son fijados por el Gobierno, que por otra parte detenta el monopolio de su comercialización y distribución por medio de la empresa estatal.^{1/} En otros términos, si bien PetroPerú "perdía aproximadamente 350 millones de dólares por sus operaciones en el mercado interno, por otro lado el Fisco recibía 415 millones por impuestos específicos, sin contar los ingresos por vía de otros impuestos que gravan la actividad empresarial de PetroPerú. En consecuencia, visto el problema como la relación entre "sector público" y "consumidor interno" no existe subsidio a los combustibles.^{2/}

En segundo lugar, que el costo del crudo depende del modelo de política adoptado. El costo del petróleo que negocia PetroPerú resulta del promedio ponderado de una canasta de crudos que dicha empresa adquiere por diversos títulos o formas. Como se muestra en el Cuadro 13, el petróleo más barato proviene del que PetroPerú adquiere como participación en la producción de las contratistas (US\$ 6.60 en 1980), seguido por el que le transfieren las contratistas para el pago del impuesto a la renta (en 1980 costó US\$ 7.50) y el proveniente de la producción de sus propios campos (US\$ 8.10). En el otro extremo extremo, los más caros, son los que adquiere a las contratistas extranjeras, haciendo uso de la opción de compra establecida en los contratos y cuyo precio es similar al del mercado internacional. (En 1980 se pagó a 25.60). El promedio ponderado de esa canasta de crudos alcanzó a 10.60 US\$/B1. en 1980.

^{1/} El impuesto a los combustibles viene adquiriendo una importancia creciente en las finanzas públicas y actualmente genera aproximadamente el 15% de los ingresos totales del gobierno central.

^{2/} Una forma sutil de enmascarar esta situación es convirtiendo a PetroPerú en Sociedad Anónima. Como una empresa capitalista normal no puede operar con quebrantos de la magnitud señalada la solución se consigue elevando los precios internos hasta eliminar el llamado "subsidio". PetroPerú fue convertida en Sociedad Anónima el 4.3.81.

CUADRO 13

PERU. ESTRUCTURA DE COSTOS DEL CRUDO COMERCIALIZADO POR PETROPERU

	AÑO 1980			AÑO 1981		
	Costo Unitario* (US\$ / B1)	Participación** (%)	Costo Ponderado*** (US\$ / B1)	Costo Unitario* (US\$ / B1)	Participación** (%)	Costo Ponderado** (US\$ / B1)
Crudo participación contratos <u>a/</u>	6.60	38.4	2.52	7.00	37.9	2.65
Producción propia PetroPerú	8.10	25.1	2.02	8.30	24.2	2.01
Transferido impuestos <u>b/</u>	7.50	16.3	1.23	9.10	10.8	0.98
Contrato servicios <u>c/</u>	22.40	10.2	2.28	24.40	11.4	2.78
Comprado a contratistas <u>d/</u>	25.60	10.0	2.55	33.60	15.7	5.28
		100.0	10.60		100.0	13.70

Fuente: Elaborado por el autor en base a datos de PetroPerú.

* Costo para PetroPerú de cada barril de crudo.

** Peso que cada tipo de crudo tiene en el total comercializado por PetroPerú.

*** Resulta de multiplicar el "costo unitario" por la "participación".

a/ Aun cuando PetroPerú recibe, en boca de pozo, una porción del petróleo producido por la contratista sin costo, debe pagar impuestos, canon y regalías.

b/ El impuesto a la renta de las petroleras extranjeras es abonado en crudo que transfieren a PetroPerú con tal finalidad.

c/ Es el petróleo que proviene del contrato con el consorcio oxy-Bridas.

d/ Es el crudo que PetroPerú compra a las contratistas haciendo uso de la opción de compra establecido en los contratos.

CUADRO 14

COSTO PROMEDIO DE PRODUCTOS PETROLEROS COMERCIALIZADOS POR
PETROPERU

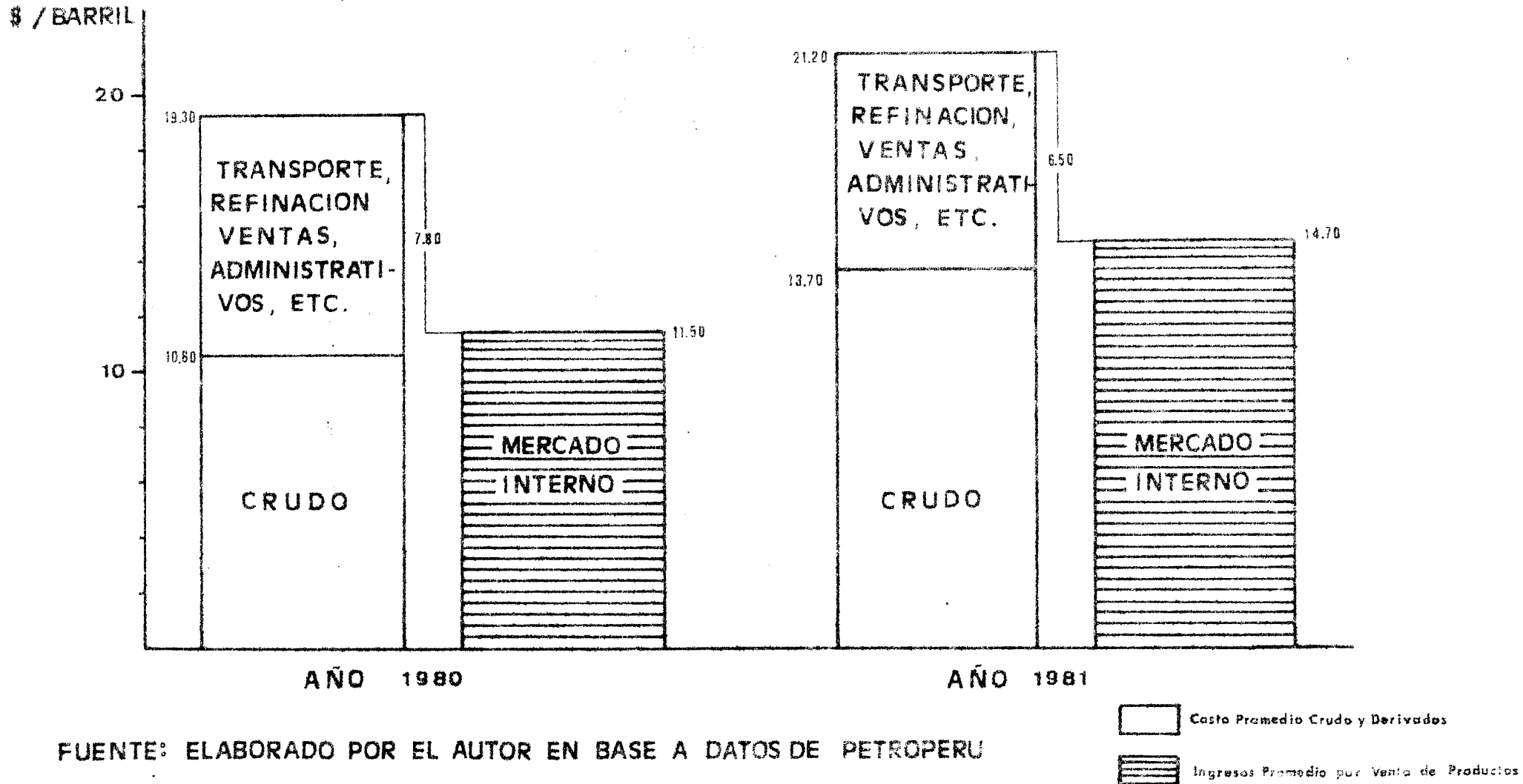
(US\$ / Barril)

	<u>1980</u>	<u>1981</u>
A. Costo del crudo	10.60	13.70
B. Costos de transporte, re- finación, administración, etc.	<u>8.70</u>	<u>7.50</u>
C. Costo promedio productos	19.30	21.20

Fuente: Elaborado por el autor en base a datos de PetroPerú.

CUADRO 15

COSTOS E INGRESOS DE PETROPERU POR COMERCIALIZACION INTERNA DE PETROLEO -US \$ / BARRIL-



FUENTE: ELABORADO POR EL AUTOR EN BASE A DATOS DE PETROPERU

La forma como se puede apreciar más claramente el efecto de la política petrolera sobre los costos del crudo es comparando la variación entre el costo promedio ponderado de 1980 en relación al de 1981. El precio se incrementó de 10.60 a 13.70, es decir casi el 30%. Dicho aumento se explica por la mayor incidencia que tienen sobre la canasta los crudos más caros, que son los comprados a las contratistas, mientras que simultáneamente disminuye la participación de uno de los más baratos como es el "Transferido por impuestos".^{1/} Esta sustitución de crudos baratos por crudos caros es otra consecuencia del desgravamiento tributario adoptado por el régimen actual.

Por ello se concluye que el argumento oficial de incrementar los precios para eliminar los supuestos "subsidios" constituye una forma de extraer recursos de los consumidores en el marco de una política complaciente con el capital extranjero, al que se beneficia con ventajas tributarias, incremento del precio de compra del crudo, y con bajas tarifas por servicios de transporte.

Analizada en perspectiva esta política parece haber seguido el diseño de una obra en dos actos. En el primero, bajo el argumento de estimular la inversión y exploración se canalizan recursos de la empresa estatal a las contratistas extranjeras. En el segundo, bajo el argumento de mejorar las finanzas de PetroPerú se transfieren recursos de los consumidores a la empresa nacional. Los resultados parecen indicar una especie de "enroque" financiero que encubre una transferencia de ingresos de los consumidores a las empresas extranjeras.

^{1/} Obsérvese, en el Cuadro de referencia, cómo disminuye la participación del crudo transferido por las empresas, en pago del impuesto a la renta, que desciende el 16.3% al 10.8%, mientras que simultáneamente se incrementa la participación del crudo más caro, es decir el comprado a las contratistas, que pasa del 10.0% al 15.7%. Debe considerarse que este último tiene un costo casi 4 veces mayor al transferido por impuestos.

De acuerdo a lo antes señalado se concluye que el precio de la gasolina y demás derivados del petróleo es, básicamente, un "precio político", con un importante papel en la distribución de ingresos entre el sector público y privado, nacional o extranjero, pues además de operar como retribución por el uso de un bien tiene importante incidencia en los ingresos fiscales. Esto lleva a preguntarse sobre cuál debe ser el "justo precio" o precio de equilibrio de los combustibles destinados a la comercialización interna. La respuesta estará en función de los criterios o prioridades que se imponga la autoridad económica y la modalidad de explotación adoptada. Es útil recordar que los precios internos pueden llegar a ser inferiores a los costos de producción, (por ejemplo en el marco de una política promocional de industrialización) y mantenerse el equilibrio empresarial por medio de los excedentes generados por la exportación de petróleo. En el Perú los quebrantos sufridos por PetroPerú en sus operaciones de mercado interno son compensados con partidas del Fisco e ingresos provenientes de otras fuentes, tales como la venta de petroquímicos, transporte por oleoducto y las exportaciones.

En 1980 PetroPerú exportó 10,200,000 bbls. / de crudo a un precio de -- 35.20 US\$/b., que le representaron beneficios del orden de los 250 millones de dólares, a razón de 24.60 por barril. También exportó 6.1 millones de barriles de productos a un precio de 33.60 US\$/b. que le arrojaron beneficios por 90 millones. De sus operaciones de exportación tuvo excedentes por valor de 340 millones de dólares, en ese año. En 1981 las exportaciones de PetroPerú fueron de 9'284,000 bbls. de crudo y 6'500,000 bbls. de productos, a US\$ 34.50 y US\$ 36.00 por barril respectivamente. Los beneficios de estas operaciones fueron de aproximadamente 290 millones de dólares

6. Conclusión

Esta breve revisión de lo acontecido en la política petrolera peruana, ha permitido ilustrar acerca de las consecuencias para un país dependiente de políticas caracterizadas por la ausencia de contenido nacional o la falta de objetivos precisos.

Clara muestra de ello lo constituye el hecho que las petroleras extranjeras que operan en territorio peruano han mejorado su situación respecto a la que gozaban una década atrás, a pesar que el precio del petróleo se ha multiplicado en 12 veces durante ese lapso y que las nuevas tendencias del mercado internacional pasan por la nacionalización de las actividades de producción y comercialización o el establecimiento de condiciones más onerosas para las empresas que operan en países productores.

Nada justifica que en un país subdesarrollado y falto de recursos como el Perú, las empresas petroleras que actúan en su territorio sigan operando a tasas de rentabilidad excesivas y extrayendo una porción sustancial de las divisas requeridas por el país para su desarrollo. En el Cuadro 16 se observan las utilidades netas obtenidas por Occidental y Belco en los últimos años y antes de la entrada en vigencia del beneficio de crédito tributario a las reinversiones. Las utilidades de la Occidental representaron, en los años 1979 y 1980 respectivamente, el 47% y 65% de su capital y reservas, y las de la Belco el 65% y 33%, situándose entre las empresas de más altos beneficios de la economía nacional.^{1/}

CUADRO 16

UTILIDADES NETAS DE LAS CONTRATISTAS PETROLERAS

	Occidental		Belco	
	MM Soles	Miles US\$	MM Soles	Miles US\$
1978	12,695	81,380	4,662	29,880
1979	52,821	234,760	13,303	59,120
1980	36,061	124,780	10,088	34,910

Fuente: Elaborado en base a informaciones de las empresas.

^{1/} La Occidental obtuvo por sus operaciones en el Perú, en los últimos 4 años, más de 1,000 millones de dólares, mientras que sus inversiones iniciales fueron inferiores a los 200 millones de dólares.

¿Cómo caracterizar una política que durante varios años permitió la remisión de utilidades de las empresas petroleras, liberadas de todo impuesto con el resultado que dichas empresas abonaban al Tesoro de su país una tasa de casi el 50% y que de tener que pagar dicha carga en el Perú se les eximía en los Estados Unidos? ¿Por qué esperar tanto tiempo para renegociar una situación que sólo favorecía al Fisco de los EE.UU. en detrimento de las finanzas peruanas? ¿Cómo calificar una política que primero renegocia los contratos de operaciones estableciendo, por fin, una carga impositiva más adecuada a la nueva situación del mercado internacional, a cambio de lo cual se conceden una serie de beneficios a las petroleras y que poco después, en el mismo año, establece un sistema de desgravación tributaria que reduce esa carga impositiva, con el asombroso resultado que las empresas extranjeras se quedan con los beneficios de la renegociación mientras que se les quitan aquellos que les perjudicaban? ¿Resulta o no paradójico que dichas petroleras gocen hoy de mayores beneficios que los que tenían antes de iniciar dicha renegociación?

En el diseño de la política actual no se pondera el hecho de ser el petróleo un recurso agotable, siendo su objetivo incrementar la producción presente o de corto plazo sin tener en cuenta los requerimientos futuros del país.

En la consumación de este propósito convergen el interés del Gobierno, para quien el recurso petrolero es, principalmente, una fuente generadora de divisas y en consecuencia la medicina mágica capaz de paliar los crónicos desequilibrios de la balanza externa del país, y el de las empresas extranjeras, a quienes se ha otorgado la prioridad en la actividad de explotación. Para estas últimas poco importa el prematuro agotamiento de las reservas, por el contrario, su tendencia es aumentar el actual ritmo de producción con la finalidad de alcanzar tasas de retorno superiores. En el terreno de

la producción, la política que se viene implementando de concesión de áreas, al capital extranjero, se complementa con la asunción, por parte del Estado, de los proyectos de inversión de más alto costo y menor rentabilidad, - como son las obras de infraestructura requeridas para viabilizar la explotación petrolera. En otras palabras, el futuro de la empresa nacional, Petro Perú, continuará siendo poco alentador, tanto desde el punto de vista técnico, por las pobres perspectivas de un rol protagónico en la actividad de exploración y explotación, como desde el financiero, ya que continuará siendo embarcada en los proyectos más costosos, de más lenta maduración y de menores retornos.

Por otro lado, la racionalización en la utilización del recurso descansa exclusivamente en una política de precios domésticos a niveles similares y aun superiores a los internacionales. No existe una política de promoción de nuevas fuentes energéticas o el apoyo a la sustitución tecnológica en el sector industrial. Los efectos de esta política de precios sobre la economía son la redistribución regresiva de ingresos, el desestímulo a la producción industrial y una alimentación de los niveles de inflación y recesión. De allí que, a nuestro entender, esta política de precios persiga liberar más recursos petroleros para la exportación, como consecuencia del recesivo del alza de precios, más que racionalizar el consumo energético nacional.

Debe tenerse presente que al promocionar el ingreso de empresas extranjeras en la actividad petrolera se está incidiendo negativamente sobre la balanza de pagos futura, ya que las remisiones de utilidades de estas empresas ya sea las legalmente reconocidas como las extraídas por otros mecanismos como la sobrefacturación, representarán una carga importante en los próximos años, máxime si se tiene en cuenta las altas tasas de retorno con que operan.

Esto explica la insistencia en incrementar los volúmenes de producción y particularmente los de exportación, ya que por esta vía se obtendrán las divisas requeridas por las petroleras extranjeras para la remisión de sus utilidades.

Frente a los argumentos con que se pretende justificar estas políticas, como la falta de capacidad técnica y los cuantiosos recursos requeri-

dos para las altas y riesgosas inversiones, resulta necesario destacar algunos elementos.

En primer lugar, la experiencia de numerosos países en las últimas dos décadas, y particularmente la de los miembros de la OPEP, ha servido para demoler el viejo mito del carácter imprescindible o insustituible de las transnacionales del petróleo para el desarrollo de dicho recurso en los países subdesarrollados. Esto es consecuencia tanto de las experiencias de las empresas nacionales de petróleo como también de la imitación de la nueva modalidad operativa, consistente en la subcontratación de otras empresas especializadas de los servicios técnicos requeridos en las actividades de exploración y explotación. En los hechos, las actuales concesionarias cumplen un rol de "coordinadoras" o intermediarias entre el Estado y las empresas de servicios, función por la que perciben sustanciales beneficios.^{1/} En consecuencia, una empresa estatal puede salvar sus supuestas incapacidades adoptando una modalidad operativa similar a la de las empresas privadas subcontratando, lo que permitirá ahorrar importantes recursos.

En segundo término, que los costos y riesgos de un programa exploratorio no son de la magnitud con que se ha pretendido presentar. En el Perú se estiman en menos de un dólar por barril desarrollado las inversiones requeridas en materia exploratoria, para la región de selva norte.^{2/} El costo de perforación de un pozo exploratorio en selva fluctúa entre 3-4 millones de dólares y el coeficiente de éxito de la Occidental supera el 90% de

1/ Tanto la Occidental como la Belco operan con dicha modalidad en el Perú ya que no disponen de equipos propios y subcontratan el conjunto de las operaciones.

2/ Véase en el Anexo el Informe de Evaluación del Potencial Petrolífero de la Cuenca Marañón elaborado por técnicos alemanes y de PetroPerú, el cual un programa de inversiones anuales de 98 millones de dólares permitirá desarrollar, en una década, casi 1,500 millones de barriles de crudo. Véase también Desarrollo Energético a Largo Plazo 1980-1990, elaborado por la Oficina Sectorial de Planificación del Ministerio de Energía y Minas, marzo 1980.

las perforaciones y el de PetroPerú es de casi el 70%.^{1/}

El diseño de la política petrolera en países como el Perú, donde representa el más importante de sus recursos, debe ser un tema de prioritaria atención por la incidencia que tiene sobre el conjunto de la economía y por ser una de las fuentes con posibilidad de financiar las exigencias de un proceso de desarrollo.^{2/} En este sentido el Perú debe extraer lecciones de su historia y evitar se repita lo ocurrido con el guano, el caucho o la madera, cuya entrega a manos extranjeras para su control y explotación fue causa de que finalmente acabaran rindiendo escasos o nulos beneficios al país.

1/ En las "Memorias ..." Tomo I, pág. 62 se puntualiza que el coeficiente de éxito exploratorio en selva, medido por el porcentaje de pozos productivos sobre el total, a lo largo de la década pasada fue del 45%. Por otro lado, el argumentado costo de perforación de un pozo por la Superior Oil, 27 millones de dólares, es totalmente excepcional.

2/ Los efectos de un mejor aprovechamiento ^{del excedente} petrolero capturado por las compañías extranjeras pueden también influir decisivamente en el corto plazo. Particularmente, si se caracteriza la presente crisis como de recesión motivada por restricción externa con capacidad ociosa importante en el sector industrial. En este caso cualquier ahorro de dólares tendrá un sustancial efecto multiplicador sobre el nivel del producto total.

ANEXOS

ANEXO I

PROGRAMAS DE EXPLORACION PROPUESTOS EN EL ESTUDIO "EVALUACION POTENCIAL PETROLIFERO. CUENCA MARAFON"

Los programas de exploración que se proponen, se basan en un análisis de la campaña de exploración 1970-1980, en la evaluación petrolífera de las áreas prospectivas, en el estimado de las reservas potenciales y en las futuras necesidades del consumo interno de petróleo del país.

Se establecen tres modelos, cada uno con una variante pesimista y otra optimista. Estos modelos conjugan los siguientes factores:

- Modelo 1: Exploración necesaria para mantener la producción actual o aumentar la producción en un rango de 1%.
- Modelo 2: Exploración necesaria para aumentar la producción en un rango de 3%.
- Modelo 3: Exploración necesaria para aumentar substancialmente la producción en un rango, de 5 a 7%.

Con el fin de aplicar los modelos propuestos, se ha realizado un análisis de exploración 1970-1980, evaluando factores como el éxito de descubrir yacimientos petrolíferos y el volumen promedio de los hidrocarburos en los yacimientos obteniéndose los siguientes resultados:

- 60 pozos exploratorios han sido perforados en la Cuenca (4 de ellos en los años 50).
- Un volumen de 516 MM Bls. de petróleo recuperable han sido probados por estos pozos (recuperación final al 31-12-79 según estadística - PETROPERU, no están incluidos los volúmenes descubiertos por Breta-

ña y Forestal Extensión).

- Estas reservas probadas se encuentran en 21 yacimientos.
- El éxito para el descubrimiento de yacimientos fue de 3,560 de los pozos perforados.
- El volumen promedio por yacimiento es de 21 MM Bls. de petróleo recuperable.
- Las reservas remanentes al finalizar 1979 eran de 420 MM Bls. según PETROPERU.
- La producción acumulada de la Cuenca se estima al final de 1980, en un orden de 147 MM Bls.

En los modelos propuestos se han aplicado los siguientes parámetros:

- 25% de éxito en la perforación para descubrir nuevos yacimientos como factor conservador y 33% como factor más optimista.
- Cada yacimiento descubierto tiene un volumen de 25 MM Bls.

Así, con el factor más conservador un pozo de cada cuatro (25%) se encuentra un yacimiento de 25 MM Bls. en promedio o lo que es lo mismo 6.25 MM Bls./ pozo exploratorio. En el caso más optimista un pozo de cada tres encuentra un yacimiento de 25 MM Bls. en promedio o sea 8.33 MM Bls./pozo - exploratorio.

Para calcular la inversión necesaria para llevar a efecto los programas propuestos se considera que cada pozo tiene un costo de 4 MM US\$ en la parte más somera de la Cuenca. (Tipo Corrientes, profundidad 12,000-13,000 pies, costo de perforación por pie 300 US\$ aproximadamente) y de 8 MM US\$ - en las zonas profundas de la Cuenca (tipo Huasaga, 15,000-17,000 pies, costo de perforación por pie 500 US\$).

La sísmica adicional que se tiene que realizar para precisar las estructuras a perforar se ha estimado en un promedio de 250 Kms. de líneas sísmicas para cada estructura. Una brigada sísmica en promedio puede efectuar 1,000 Kms. por año. El costo para cada brigada se estima en 2.5 MM US\$ por año.

A continuación se detallan los modelos de exploración propuestos.

Modelo 1:

Este modelo con sus variantes la 1a, y 1b muestra la exploración necesaria para mantener la producción actual y con la posibilidad de aumentar ligeramente en 1% aplicando la variante optimista. Este modelo necesita una inversión de 45 MM US\$ por año:

6 Pozos "tipo Corrientes"	a	4	MM US\$ =	24	MM US\$
2 Pozos "tipo Huasaga"	a	8	MM US\$ =	16	MM US\$
2 Brigadas Sísmicas	a	2.5	MM US\$ =	5	MM US\$
				<u>45</u>	MM US\$

El Modelo 1a (Tabla 1) es la variante más conservadora. Señala que se necesita 8 pozos exploratorios por año para encontrar 50 MM Bls. de reservas recuperables, volumen que se produce actualmente por año. Las reservas remanentes que se estiman al final de 1980 es del orden de 400 MM Bls. Se mantienen a este nivel así como su relación reservas/producción de 8:1. Permite recuperar 500 millones de barriles de nuevas reservas.

El Modelo 1b (Tabla 2) es el caso más optimista con un éxito de 33% y considerando la producción estable. El resultado es que las reservas remanentes suben de 400 a 566 MM Bls. entre los años 1980 y 1990 y la relación reservas vs. producción se incrementaría de 8.0: 1 a 11.3: 1. Permite recuperar 666 MM de Barriles de nuevas reservas.

Modelo 2:

Este modelo con sus variantes 2a y 2b propone la exploración necesi--

ría para aumentar la producción en un rango de 3%.

Para llevar a efecto este modelo se necesita una inversión de 67.5 MM US\$ por año:

9 Pozos "tipo Corrientes"	a	4 MM BIs.	US\$ =	36 MM US\$
3 Pozos "tipo Huasaga"	a	8 MM BIs.	US\$ =	24 MM US\$
3 Brigadas Sísmicas	a	2.5 por año	US\$ =	<u>7.5 MM US\$</u>
				67.5 MM US\$

El Modelo 2a (Tabla 3) es el variante conservador y señala que se necesita 12 pozos exploratorios por año en promedio para encontrar las reservas necesarias que cubren el aumento de producción de 3% anualmente.

En el período 1980-1990 la producción aumenta de 50 a 67 MM BIs., las reservas remanentes de 400 a 560 MM BIs. y la relación reservas/producción se mantiene casi igual. Sube de 8.0:1 a 8.7:1 hasta 1985/1986, después comienza a bajar hasta 8.4:1 en 1990. Permite recuperar 750 MM de barriles - nuevas reservas.

El Modelo 2b (Tabla 4) es la variante optimista e indica que en este caso las reservas recuperables remanentes en el período 1980-1990 aumentan de 400 a 810 MM BIs. y la relación reservas vs. producción se incrementa de 8.0:1 hasta 12.0:1. Permite recuperar 1,000 MM de barriles de nuevas reservas.

Modelo 3:

Este modelo con sus variantes 3a y 3b señala la exploración necesaria para aumentar la producción en un rango de 5 a 7% anual. Es el modelo más dinámico que se propone, en la que se comienza con 8 pozos exploratorios en 1981, aumentando 2 pozos por cada año hasta llegar a 26 pozos en 1990. Durante el período 1981-1990 se perforará un promedio de 17 pozos por año.

El Modelo 3 requiere una inversión de 98 MM US\$ por año en promedio:

12 Pozos "tipo Corrientes"	a	4	MM US\$ =	48	MM US\$
5 Pozos "tipo Huasaga"	a	8	MM US\$ =	40	MM US\$
4 Brigadas Sísmicas	a	2.5	MM US\$ =	10	MM US\$
				<u>98</u>	MM US\$

El Modelo 3a (Tabla 5) es el variante conservador y considera un aumento anual de 5% en la producción que sube de 50 MM BIs. en 1980 hasta 1981 MM BIs. en 1990. Las reservas recuperables remanentes se incrementan de 400 MM a 802 MM BIs. y la relación reservas vs. producción varía de 8.0:1 a 9.9:1. Permite recuperar 1,063 MM de barriles de nuevas reservas.

El Modelo 3b (Tabla 6) es la variante optimista. Señala que con un incremento de producción en un orden de 5% las reservas remanentes aumentan de 400 MM BIs. en 1980 hasta 1156 MM BIs. en 1990 y la relación reservas/producción sube de 8.0:1 hasta 14.2:1. Permite recuperar 1,416 MM de barriles de nuevas reservas.

TABLA 1
PROGRAMA EXPLORACION PROPUESTO (MODELO 1a)

Parámetros: - 8 pozos exploratorios por año
 - 6.25 MM BLS/Pozo
 - No hay aumento de producción

	<u>PRODUCCION</u> MM BLS	<u>POZOS</u>	<u>NUEVAS RESERVAS</u> (MM BLS)	<u>RESERVAS REMANENTES</u> FIN AÑO (MM BLS)	<u>RELACION</u> RESERVAS / PRODUCCION
1980	50			400	8:1
1981	50	8	50	400	8:1
1982	50	8	50	400	8:1
1983	50	8	50	400	8:1
1984	50	8	50	400	8:1
1985	50	8	50	400	8:1
1986	50	8	50	400	8:1
1987	50	8	50	400	8:1
1988	50	8	50	400	8:1
1989	50	8	50	400	8:1
1990	50	8	50	400	8:1
	<u>550</u>	<u>80</u>	<u>500</u>		

TABLA 2

PROGRAMA EXPLORACION PROPUESTO (MODELO 1b)

- Parámetros:
- 8 pozos exploratorios por año
 - 8.33 MM BLS/Pozo
 - No hay aumento de producción

	<u>PRODUCCION</u> <u>MM BLS</u>	<u>POZOS</u>	<u>NUEVAS RESERVAS</u> <u>(MM BLS)</u>	<u>RESERVAS REMANENTES</u> <u>FIN AÑO (MM BLS)</u>	<u>RELACION</u> <u>RESERVAS / PRODUCCION</u>
1980	50			400.0	8.0:1
1981	50	8	66.6	416.6	8.3:1
1982	50	8	66.6	433.2	8.7:1
1983	50	8	66.6	449.8	9.0:1
1984	50	8	66.6	466.4	9.3:1
1985	50	8	66.6	483.0	9.7:1
1986	50	8	66.6	499.9	10.0:1
1987	50	8	66.6	516.2	10.3:1
1988	50	8	66.6	532.8	10.7:1
1989	50	8	66.6	549.4	11.0:1
1990	50	8	66.6	566.0	11.3:1
	<u>550</u>	<u>80</u>	<u>666.0</u>		

TABLA 3

PROGRAMA EXPLORACION PROPUESTO (Modelo 2A)

Parámetros: - 12 pozos exploratorios por año
 - 6.25 MM BLS/pozo
 - 3% aumento anual de producción

	<u>PRODUCCION</u> <u>MM BLS</u>	<u>POZOS</u>	<u>NUEVAS RESERVAS</u> <u>(MM BLS)</u>	<u>RESERVAS REMANENTES</u> <u>FIN AÑO (MM BLS)</u>	<u>RELACION</u> <u>RESERVAS / PRODUCCION</u>
1980	50.0			400	8.0:1
1981	51.5	12	75	423.5	8.2:1
1982	53.0	12	75	445.5	8.4:1
1983	54.6	12	75	465.9	8.5:1
1984	56.2	12	75	484.7	8.6:1
1985	57.9	12	75	501.8	8.7:1
1986	59.6	12	75	530.8	8.6:1
1987	61.4	12	75	542.6	8.6:1
1988	63.2	12	75	552.5	8.5:1
1989	65.1	12	75	552.5	8.5:1
1990	67.1	12	75	560.4	8.4:1
	<u>639.6</u>	<u>120</u>	<u>750</u>		

TABLA 4

PROGRAMA EXPLORACION PROPUESTO (MODELO 2b)

Parámetros: - 12 pozos exploratorios por año
 - 8.33 MM BLS/pozo
 - 3% aumento anual de producción

	<u>PRODUCCION MM BLS</u>	<u>POZOS</u>	<u>MUEVAS RESERVAS (MM BLS)</u>	<u>RESERVAS REMANENTES FIN AÑO (MM BLS)</u>	<u>RELACION RESERVAS / PRODUCCION</u>
1980	50.0			400.0	8.0:1
1981	51.5	12	100	448.5	8.7:1
1982	53.0	12	100	495.5	9.3:1
1983	54.6	12	100	540.9	9.9:1
1984	56.2	12	100	584.7	10.4:1
1985	57.9	12	100	626.8	10.8:1
1986	59.6	12	100	667.2	11.1:1
1987	61.4	12	100	705.8	11.5:1
1988	63.2	12	100	742.6	11.8:1
1989	65.1	12	100	777.5	11.9:1
1990	67.1	12	100	810.4	12.0:1
	<u>639.6</u>	<u>120</u>	<u>1,000</u>		

TABLA 5
PROGRAMA EXPLORACION PROPUESTO (MODELO 3a)

Parámetros: - 8 pozos exploratorios en 1981, cada año 2 pozos adicionales
 - 6.25 MM BLS/pozo
 - 5% aumento anual de producción

	PRODUCCION MM BLS	POZOS	NUEVAS RESERVAS (MM BLS)	RESERVAS REMANENTES FIN AÑO (MM BLS)	RESERVAS RESERVAS / PRODUCCION
1980	50.0			400.0	8.0:1
1981	52.5	8	50.0	397.5	7.6:1
1982	55.1	10	62.5	404.9	7.3:1
1983	57.1	12	75.0	422.0	7.3:1
1984	60.8	14	87.5	448.7	7.4:1
1985	63.8	16	100.0	484.9	7.6:1
1986	67.0	18	112.5	530.4	7.9:1
1987	70.3	20	125.0	585.1	8.3:1
1988	73.8	22	137.5	648.8	8.8:1
1989	77.5	24	150.5	721.8	9.3:1
1990	81.4	26	162.5	802.9	9.9:1
	<u>710.1</u>	<u>170</u>	<u>1,063.0</u>		

TABLA 6

PROGRAMA EXPLORACION PROPUESTO (MODELO 3b)

- Parámetros:
- 8 pozos exploratorios en 1981, cada año 2 pozos adicionales
 - 8.33 MM BLS/pozo
 - 5% aumento anual de producción

	<u>PRODUCCION MM BLS</u>	<u>POZOS</u>	<u>NUEVAS RESERVAS (MM BLS)</u>	<u>RESERVAS REMANENTES FIN AÑO (MM BLS)</u>	<u>RESERVAS RESERVAS / PRODUCCION</u>
1980	50.0			400	8.0:1
1981	52.5	8	66.6	414.4	7.9:1
1982	55.0	10	83.3	442.7	8.1:1
1983	57.1	12	100.0	485.6	8.5:1
1984	60.8	14	116.6	541.4	8.9:1
1985	63.8	16	133.3	610.9	9.6:1
1986	67.0	18	150.0	693.8	10.4:1
1987	70.3	20	166.6	790.1	11.2:1
1988	73.8	22	183.2	900.0	12.1:1
1989	77.5	24	200.0	1,022.4	13.2:1
1990	81.4	26	216.6	1,157.8	14.2:1
	<u>710.1</u>	<u>170</u>	<u>1,416.2</u>		

ANEXO II

DECLARACION: "EL PETROLEO PARA LOS PERUANOS"

La política petrolera es para el Perú un factor esencial en la programación de su desarrollo. Por esta razón debe ser diseñada con gran prudencia y sentido creador, nacional y de futuro. El Perú no debe sufrir una nueva frustración similar a la que ya hemos experimentado con el despilfarro de la plata, el guano, el salitre o la anchoveta. Entonces no se tuvo presente que aquellos recursos no eran ilimitados; adoptándose una política rentista y de endeudamiento público. Al final nada, o muy poco, quedó para el Perú y en el Perú de todas esas riquezas.

No podemos darnos el lujo, en un país pobre, difícil y en crisis, de repetir esa historia. Hemos de advertir, en consecuencia, los graves errores de la política petrolera que viene implementando el Perú desde 1980.

- 1.- No se ha definido el marco global de una política energética dentro de la cual el petróleo constituiría una pieza clave pero no única.
- 2.- Se han fijado como objetivos prioritarios el aumento de los volúmenes de producción y exportación sin relacionarlos con los conceptos de reserva estratégica y niveles de explotación aconsejables.
- 3.- Se piensa en el petróleo sobre todo como una fuente provisora de divisas y que sirve asimismo de garantía para un programa de endeudamiento público, principalmente externo, con lo cual se está adoptando un criterio fundamentalmente rentista.
- 4.- El contenido de algunos contratos celebrados por el Estado Peruano no resulta discutible por cuanto significa entregar, a empresas

extranjeras, lotes de bajo riesgo y excelentes posibilidades petrolíferas, lo que les permite obtener una elevada rentabilidad por una actividad que PetroPerú está en condiciones de asumir.

- 5.- El Estado Peruano tiene, frente a las petroleras extranjeras, una política de subsidio disimulado, que es tanto más absurda cuanto - el actual Gobierno declara ser opuesto a tales subsidios y en la práctica elimina aquellos que favorecen el consumo popular. No de otra manera podemos calificar los desgravámenes impositivos y los bajos precios que el Perú cobra por el uso del oleoducto, a pesar del esfuerzo que representó para el pueblo peruano su construcción. Por otro lado se vienen aumentando, periódicamente, los precios de los combustibles, agravando aun más la precaria situación de los sectores populares.
- 6.- Simultáneamente no se impulsa el desarrollo de PetroPerú mejorando y reforzando su actividad empresarial, tornándola más eficiente, - ni se^{le} estimula ni da oportunidades de futuro por la concesión preferencial de los mejores lotes a las empresas extranjeras.
- 7.- Se viene haciendo, por las autoridades del sector, un manejo ligero de argumentos y cifras, en lo concernientes a volumen de reservas, factor de riesgo, requerimientos de inversión, etc., con vistas a justificar la actual política petrolera.

Todas estas razones hacen necesaria una modificación sustancial de la actual política petrolera, a los efectos de salvaguardar la integridad de este importante recurso.

Una propuesta alternativa al modelo que se está implementando deberá, fundamentalmente, incluir los siguientes puntos:

- El uso del petróleo debe ser diseñado en función de las necesidades de desarrollo, empleo e industrialización del Perú, sin agotar

esta riqueza y reservando para PetroPerú la exclusividad de la explotación, asegurando de esta forma la mayor participación del Estado y el pueblo peruano en sus beneficios.

- Cuando se deba recurrir a contratos con empresas extranjeras, siempre que existan circunstancias fundadas que así los justifiquen, deberán contener una cláusula que autorice su revisión periódica a fin de garantizar los intereses del país, adaptándolos a los cambios de la economía mundial.
- Deben revisarse los contratos actualmente vigentes y ponerse fin a la política de subsidio disfrazado a las empresas extranjeras; eliminando los desgravámenes tributarios otorgados, obligándolas a concurrir, acorde con sus beneficios, a la formación de la renta fiscal y estableciendo precios más retributivos para el servicio de transporte por oleoducto.
- El precio de los combustibles deberá fijarse teniendo en cuenta nuestro carácter de país productor y el bajo nivel de ingresos de la población, con precios diferenciales para el transporte público y los elementos de consumo popular.

Esta declaración sobre el petróleo tiene como objetivo despertar la atención pública sobre un tema básico. Sólo a través de un debate, a la vez científico y político, con la participación de todos, podremos materializar el anhelo de que el petróleo sea para todos los peruanos.

Lima, febrero 10 de 1982

A. Villanueva del Campo (APRA), A. Barrantes Langan (IU), J. del Prado (PC), C. Enrique Melgar (APRA), F. León de Vivero (APRA), A. Haya de la Torre (UDP), M. Dammert (UMIR), L. Alva Castro (APRA), A. Pontoni (IPEP), Gra1. (R) E. Mercado Jarrín (IPEG), P. Macera (Independiente), H. Jaworski (Independiente).