Coloquio Internacional

POLITICA PETROLERA: RESPUESTAS DEL MUNDO

esan
INSTITUTO DE DESARROLLO ECONOMICO
IDE / ESAN

Tomo 2

Coloquio Internacional

POLITICA PETROLERA: RESPUESTAS DEL MUNDO

esan
INSTITUTO DE DESARROLLO ECONOMICO
IDE / ESAN

Tomo 2

MOVIMIENTOS DE CAPITALES
Y SUS FORMAS DE CONTRATACION

I N D I C E

1. Cambios Fiscales y Legislativos en las Regulaciones Mundiales de Petróleo, con Referencia a los Incentivos Peruanos, Sr. Gordon H. Barrows.

2. La Política Energética de México, Dr. Aaron Dychter.

3. Realización de una Política Abierta de Cooperación Extranjera en la Explotación de Petróleo de la Plataforma Marítima de China, Sr. You Dehua.

4. Algunos Elementos de la Política Energética de Yugoslavia después de la Crisis Petrolera, Dr. Zoran Pupovac.

5. La Evolución Reciente de los Términos y Condiciones Contractuales de la Inversión Petrolera para Nuevas Exploraciones, Ing. Pedro van Meurs.

6. El Sector Público Internacional y la Promoción de la Exploración y Desarrollo Petrolero en el Perú y otros Países del Tercer Mundo, Dr. Hasan S. Zakariya.

IDE/ESAN, Lima-Perú

CAMBIOS FISCALES Y LEGISLATIVOS EN LAS REGULACIONES MUNDIALES DE PETROLEO, CON REFERENCIA A LOS INCENTIVOS PERUANOS

GORDON HENSLEY BARROWS

GORDON H. BARROWS

BA en Matemáticas e Idiomas de la Universidad de Wyoming.

Maestría en Artes de la Universidad John Hopkins.

Es autor de 14 libros y muchos artículos sobre legislación petrolera internacional.

Introducción

El objeto de este trabajo es analizar las tendencias de la legislación petrolera mundial durante el último quinquenio de 1980 a 1985, y comparar los términos fiscales y contractuales para el petróleo del Perú en 1985 con los de otros países.

Como información básica para este trabajo, se ha preparado una revisión de la situación mundial. Contiene una revisión de las leyes y contratos petroleros de cada país. Este anexo puede solicitarse a Barrows Company, 116 East 66th Street, New York.

Antes de iniciar nuestra comparación mundial, veamos los cambios que nos han traído hasta aquí y los principales tipos de estructuras legales para el desarrollo petrolero.

Cambios Mundiales del Petróleo

Como ustedes saben, la relacion entre los gobiernos anfitriones y las empresas petroleras internacionales es muy sensible a los cambios en la demanda y precios del petróleo. Los contratos y

concesiones que fueron satisfactorios para ambas partes antes de 1973, ya no lo fueron cuando subió el precio el petróleo crudo y en todo el mundo, como compensación, se elevaron los impuestos y la participación gubernamental en la producción. En 1981 los precios comenzaron a caerse. Otra vez se trastornó el equilibrio. Esta vez el péndulo ha oscilado en la dirección opuesta, necesitándose menores impuestos y una mayor participación de los contratistas en la producción para compensar los precios más bajos del crudo y la disminución de la demanda.

Tipo de Convenios Petroleros

Existen dos estructuras legales y fiscales principales que se usan para los convenios de exploración y producción petroleras en todo el mundo. Estas son la concesión y el contrato petrolero. Con la advertencia de que un país puede emplear ambos sistemas simultáneamente. A principios de 1985 habían 84 países que utilizaban el sistema de concesiones; 48 países que usaban contratos de participación de producción; 3 países que tenían convenios contractuales de riesgo y 8 que tenían convenios contractuales de servicios importantes, tales como los de Arabia Saudita donde las empresas producen por un tanto por barril.

De acuerdo con una concesión el empresario recibe toda la producción. Luego paga impuestos -siendo el principal un impuesto a la renta muy alto- y regalías. Las concesiones pueden otorgarse bajo complejas reglamentaciones para petróleo y gas, tal como sucede en la mayoría de países desarrollados del mundo tales como el Reino Unido, Estados Unidos, Francia, Italia, Noruega y otros. En algunos de estos casos los derechos sobre el petróleo pueden denominarse permiso o licencia petrolera (para exploración) o arrendamiento (para explotación). Las concesiones pueden otorgarse también directamente mediante negociación con el gobierno, tal como sucedió

con las concesiones originales del Medio Oriente. La concesión continúa siendo en la actualidad la forma de permiso de mayor uso.

Los contratos petroleros son el segundo tipo de convenio básico. Son de varios tipos pero siempre tienen la siguiente característica distintiva: el petróleo es compartido entre el empresario y el gobierno, en vez de que el contratista se lo lleve todo.

Segun el contrato de participación de producción, la producción se divide entre el gobierno y el contratista. El contratista queda luego sujeto a un impuesto a la renta sobre su participación, usualmente a una tasa inferior a la de la concesión. También puede imponerse una regalía, pero esto es raro. La participación de producción es cada vez más popular y ahora se usa como ya se ha dicho en 48 países.

El contrato de riesgo da toda la producción descubierta al gobierno. Al contratista se le paga en efectivo a base de su producción, usualmente con el derecho a recomprar al precio del mercado una parte del petróleo que ha descubierto. Actualmente tres países usan contratos de riesgo.

Existe otra forma, más sencilla, de contrato que se conoce generalmente como el contrato de servicio. Este es un contrato de trabajo simple en el que al contratista se le paga en efectivo por su trabajo, sin tener, en algunos casos, relación con la producción. Se le puede conceder después el derecho a comprar parte de la producción posiblemente con un pequeño descuento tal como sucede en Arabia Saudita, Qatar, Kuwait y otros.

Aparte de todos éstos pero con la posibilidad de ser usada en todos ellos está la empresa mixta. No es un tipo distinto de convenio sino una forma de sociedad. Es así que un gobierno puede negociar

un contrato de empresa mixta con participación de producción o de riesgo, o suscribir una concesión de empresa mixta. Esto con frecuencia se llama participación. Usualmente el porcentaje de interés del estado o empresa petrolera estatal es asumido por el inversionista privado durante la exploración y evaluación. El formato de empresa mixta también se usa extensamente como medio para que empresas privadas trabajen juntas bajo un solo contrato o concesión.

Revisión de la Legislación Mundial

La siguiente información es una revisión de los cambios legislativos y contractuales de las regulaciones petroleras por región geográfica. El espacio impide hacer una revisión detallada, de modo que sólo veremos los puntos más saltantes. Los detalles están contenidos en la revisión por país que se presenta junto con este trabajo.

Europa

El gobierno europeo emplea el sistema de concesiones exclusivamente para permisos petroleros, y todos los países (con excepción de Noruega) ofrecen incentivos para la exploración. El Reino Unido al enfrentar una disminución de las exploraciones ofreció incentivos en 1983 mediante la eliminación de regalías en los campos mar adentro y una considerable compensación tributaria. Alemania redujo su tasa de regalía de un máximo de 40% a 10% para trabajos mar afuera. Francia ha mantenido su reserva para agotamiento, y en Italia se ofrecen incentivos tributarios. Entendemos que Noruega está en vías de ofrecer incentivos.

Africa

En Africa se han hecho más cambios en la legislación petrolera que en ninguna otra parte del mundo. Durante los últimos cinco años se ha promulgado nueva legislación en 15 países, gran parte de ella con la asesoría del Banco Mundial. La de más éxito en términos de mayor exploración ha sido la que ofrece una recuperación del 100% de los costos.

Con el fin de estimular la producción en aguas profundas Tunicia descuenta el impuesto a la renta. Egipto da una mayor participación en la producción por áreas difíciles de aguas profundas. Gabón da una regalía baja de incentivo por trabajos mar afuera en aguas profundas.

Medio Oriente

Pocos países del Medio Oriente continúan abiertos a las empresas internacionales después de las nacionalizaciones de fines de la década de 1970. Los grandes productores no sienten la necesidad de estimular la exploración. Aquéllos que necesitan exploración, tales como Turquía e Israel, dan incentivos. Turquía ha reducido los impuestos y liberalizado las disposiciones para la exportación de la producción con buenos resultados. Israel otorga préstamos a los exploradores a un interés del 4.5%.

Lejano Oriente

Son raros los ejemplos específicos de incentivos a la exploración en el Lejano Oriente. En 1983 la India dió tasas especialmente bajas de impuesto a la renta por petróleo. China admitió el ingreso de empresas internacionales costa afuera bajo un complicado sistema de contratos de empresa mixta con participación de producción. Las

Filipinas dieron incentivos permitiendo la recuperación del 70% de los costos en el caso de áreas en aguas profundas. Nepal promulgó un nuevo código petrolero liberal. Banglandesh, Australia dió dos pasos hacia adelante, permitiendo la exportación de la producción por primera vez y liberalizando las regulaciones de depreciación tributaria para petróleo, y un gran salto hacia atrás con un nuevo impuesto a la renta de recursos del tipo que no ha tenido éxito en otras partes.

América Central y El Caribe

La mayor parte de la zona del Caribe ofrece incentivos a los exploradores de petróleo. Las Bahamas ofrece cero de impuesto a la renta, ningún arancel a las importaciones o exportaciones, pero exige una participación del 40% y una regalía que llega hasta el 30%. En 1983 Guatemala revivió su legislación petrolera para proveer una regalía singular relacionada con la gravedad API del petróleo, una recuperación del 100% de los costos y una participación en la producción del 30% para el Contratista. En 1984 Trinidad redujo el impuesto suplementario al petróleo por aproximadamente el 50%.

América del Sur

La exploración petrolera en la Argentina ha disminuido debido a la imposibilidad de idear contratos petroleros que sobrevivan a la violenta inflación. Brasil comenzó a ofrecer por primera vez en 1983 contratos de riesgo con opción a pruebas sísmicas. En 1984 Chile invitó a la exploración bajo condiciones muy favorables, con un impuesto congelado del 49.5%, y alta participación en la producción para el contratista. Colombia continúa con gran éxito sus contratos de asociación mediante un contrato tipo concesión y una empresa mixta con ECOPETROL. Es el convenio más práctico en

América del Sur. A principios de 1985 el Ecuador firmó sus primeros contratos internacionales después de muchos años. Los contratos son prácticos, con reembolso de los costos más intereses, y compensación para el contratista basada en un factor "R" que varía con la producción. El contrato ESSO/HISPANOIL estipula el 35% para el contratista sobre una producción de hasta 10,000 b/d, bajando a 20% sobre una producción por encima de los 100,000 b/d. El texto de estos contratos se puede solicitar a Barrows Company en New York. Perú ha dado pocos incentivos a la exploración durante los últimos años. El más importante fue un incentivo tributario en 1981 en la forma de una deducción por inversión calificada cada año hasta el 40% del ingreso antes de impuestos de una empresa.

Beneficios Comparativos del Perú

No es posible hacer una comparación detallada de la legislación del Perú con el estándar mundial en el espacio que tenemos disponible, sin embargo, deben observarse algunos puntos importantes. La tasa tributaria efectiva del 68.5% es la más alta del mundo fuera de los países de la OPEP. Los países de la OPEP, por supuesto, se encuentran en una situación muy diferente con una producción excedente establecida y extensa nacionalización. Los incentivos tributarios antes mencionados basjan la tasa efectiva del Perú aproximadamente al 41%, pero para los nuevos participantes en el país es desalentadora la perspectiva de un impuesto de 68.5% si el crédito es rescindido o cambiado.

Sin embargo, el principal freno a la exploración es la falta de recuperación de los costos. El Perú es el único país en el mundo que opera bajo un sistema de participación de producción con impuesto a la renta que no tiene recuperación de costos. Otros países permiten la recuperación de costos, usualmente limitada aproximadamente al 40% de la producción bruta, con el fin de

permitir una rápida recuperación de la inversión. En realidad, los convenios más recientes permiten la recuperación del 100% de los costos. El Perú sólo permite la recuperación de los costos antes del pago del impuesto a la renta, y bajo este sistema los gastos previos a la producción son amortizados sobre una base de unidad de producción, y los intangibles son cargados a gastos con la depreciación de activos fijos. Esto no es lo mismo que el concepto de recuperación de costos según el cual se da al contratista un determinado porcentaje de la producción total hasta que se recuperan los costos. La amortización y cargo a gastos de los costos demora mucho más que la recuperación de costos y significa un período de recuperación más prolongado.

Parecería, por lo tanto, que se ha hecho muy poco para estimular la exploración en el Perú. Aunque las perspectivas petroleras no son sombrías, la producción es de alto costo y la exploración es en zonas difíciles.

Además, las zonas más prometedoras son retenidas por la empresa estatal, PETROPERU. Aunque esto no es necesariamente un obstáculo, pues existe la misma situación en muchos otros países, no ha habido indicación alguna de que estas zonas sean abiertas a la empresa mixta con firmas internacionales, tal como sucede en la mayoría de otros países.

TASAS MUNDIALES DE IMPUESTO A LA RENTA DE PETROLEO Y GAS, 1984

A continuación se dan las tasas mundiales de impuesto a la renta de petróleo y gas. Las tasas que se indican son máximas y con frecuencia son diferentes al impuesto empresarial general máximo sobre renta no petrolera. En las notas se dan las fuentes de esta información.

País		
Abu Dhabi	85%	(1)
Ajman	50%	(1-a)
Algeria	55%	(2)
Angola	65.75%	(3)
Antigua	55%	(4)
Argentina	45%	(5)
Aruba	34%	
Australia	46%	
Austria	55%	
Bahamas	Ninguna	
Bahrain	85%	(6)
Bangladesh	55%	(7)
Barbados	45%	
Belgium & Luxembourg	45%	
Benin	50%	
Bolivia	51%	(8)
Bonaire	34%	
Botswana	35%	
Brasil	25%	(9)
Brunei	55%	(10)
Burma	50%	(11)
Camerún	57.8%	
Canadá	47%	(12)

Caiman Island	Ninguna	
Chad	50%	
Chile	46%	(13)
China	50%	(14)
Colombia	40%	(14-a)
Congo	60%	
Curacao	34%	
Costa Rica	45%	(14-b)
Cuba	40%	
Cyprus	42.5%	
Denmark	70%	(15)
Dominican Republic	46%	(16)
Dubai	55%	(17)
Ecuador	87.31%	(18)
Egypt	32%	(19)
El Salvador	30%	(19-a)
Equatorial Guinea	50% + 80%	(20)
Ethiopia	51%	(21)
Fiji	45%	
Finland	58.9%	(22)
France	50.%	
French Guiana	50%	
Fujairah	55%	
Gabon	56.25%	(23)
The Gambia	50%	
Germany, Federal Republic of	50%	
Ghana	50%	
Greece	48.4777%	
Greenland	55%	(24)
Grenada	Ninguna	
Guadeloupe	50%	
Guatemala	42%	(25)
Guinea	46%	(26)

Guinea-Bissau	50% más impuesto especial	(27)
Guyana	35% + 20%	(28)
Haiti	50%	
Honduras	50%	(29)
Hong Kong	16.5%	
India	56.38%	(30)
Indonesia	56%	(31)
Iran	85%	
Iraq	45%	(32)
Ireland	50%	(33)
Israel	38% más 25%	(34)
Italy	30% más impuesto local	(35)
Ivory Coast	50%	(36)
Jamaica	45%	
Japan	56.4%	(37)
Kenya	52.5% más impuesto especial	(38)
Korea	38%	
Kuwait	85%	(39)
Lebanon	22%	
Lesotho	50%	(40)
Liberia	50% más impuesto especial	(41)
Libya	60% más 65% de sobretasa	(42)
Madagascar	45% más pago adicional	(43)
Malawi	50%	
Malaysia	45% más 25% de impuesto a las exportaciones	(44)
Mali	50%	
Malta	32.5%	
Mauritania	50%	
Mauritius	50%	
México	27% más 50% de Impuesto a las exportaciones	(45)

Morocco	48%	(46)
Mozambique	50%	
Netherlands	70%	
Netherlands Antilles	34%	(47)
Neutral Zone	85%	(48)
New Zealand	45%	
Nicaragua	40%	(49)
Niger	50%	
Nigeria	85%	(50)
Norway	50.8% más 35% impuesto especial al petróleo	(51)
Oman	80%	(52)
Pakistán	55%	(53)
Panamá	50%	(54)
Papua New Guinea	50% más impuesto especial al petróleo	(55)
Paraguay	30%	(55-a)
Perú	68.5%	(56)
Philippines	39.875%	(57)
Portugal	45%	(58)
Puerto Rico	23%	
Qatar	85%	(59)
Ras Al-Khaimah	50%	(60)
Saudi Arabia	85%	(61)
Senegal	33.33%	
Seychelles	55%	
Sharjah	77%	
Sierra Leone	50%	
Singapore	40%	
Solomon Islands	50%	
Somalia	67%	(62)
South Africa	42% más 4.2% de sobretasa	
Spain	40%	(63)

Sri Lanka	55%	(64)
Sudan	67%	(65)
Suriname	50%	
Sweden	60.4%	(66)
Switzerlad	35%	(67)
Syria	36%	(68)
Taiwan	50%	(69)
Tanzania	50%	(70)
Thailand	60%	(71)
Togo	50%	
Tonga	50%	
Trinidad	45% más impuesto suplementario al petróleo	(72)
Tunisia	60%	(73)
Turkey	52%	(74)
Umm Al-Qaiwain	55%	(75)
United Kingdom	52% más 75% PRT y 20% APRT	(76)
United States	46% más WPT más impuesto estatal	(77)
Uruguay	15%	(78)
USSR	Ninguna	(79)
Venezuela	60%	(80)
Vietnam	No se conoce	(81)
Windward Island	34%	
Yemen Arab Republic	55%	(82)
Yugoslavia	35%	(83)
Zaire	50%	
Zambia	45%	
Zimbauwe	51.750%	

TARIFAS DE IMPUESTOS A LA RENTA Y REGALIAS EN EL MUNDO PETROLERO

AL 1.1.84

El Impuesto a la Renta Mundial y las tarifas de regalías se dan a continuación. Las tarifas dadas son las máximas -donde figura un ranco de valores éste se describe en las notas indicadas al pie en paréntesis. Para más detalle en cualquier aspecto por favor escribir a Barrows Ind., 116 East 66th Street, New York 10021.

AFRICA

	ROYALTY RATE	INCOME TAX RATE
ALGERIA	12.5%(3)	55%
ANGOLA	None	65.75%
BENIN	12.5%(10)	50%
BOTSWANA	Not Specified	35%
CAMEROON	None	57.8%
CHAD	12.5%	50%
CONGO	15%(20)	60%
EGYPT	10%(19)	32%(19)
EQUATORIAL GUINEA	10%	50%+40%(20)
ETHIOPIA	12.5%	51%
GABON	20%	56.25%
THE GAMBIA	12.5%	50%
GHANA	12.5%	65%
GUINEA	12.5%	46%
GUINEA-BISSAU	20% (10% gas)	50%(27)
IVORY COAST	12.5%(30)	50%(36)
KENYA	20% (10% gas)(31)	52.5%(38)
LESOTHO	None	50%(40)
LIBERIA	12.5%	50%(41)
LIBYA	16.66(34)	60%(42)
MADAGASCAR	20% (15% gas)	45%(43)
MALAWI	Not Specified	50%
MALI	12.5% (5% gas)	50%
MAURITANIA	12.5%(36)	50%
MAURITIUS	12.5%	50%
MOROCCO	20%(37-a)	48%(46)
MOZAMBIQUE	15%(37-b)	50%
NIGER	12.5% (5% gas)	50%
NIGERIA	20%(40)	85%(50)
SENEGAL	12.5% (5% gas)	33.33%
SEYCHELLES	12.5%(46)	55%
SIERRA LEONE	12.5% (5% gas)	50%
SOMALIA	15%(48)	67%(62)
SOUTH AFRICA	None	42%+4.2%
SUDAN	12.5%	67%(65)
TANZANIA	Not Specified(50)	50%+90%(70)
TOGO	1%	50%
TUNISIA	15%(54)	60%(73)
ZAIRE	12.5%	50%
ZAMBIA	Not Specified	45%
ZIMBABWE	4%	51.75%

EUROPE

	ROYALTY RATE	INCOME TAX RATE
AUSTRIA	20% oil, 15% gas	55%
BELGIUM & LUX.	Not Specified	45%
CYPRUS	12.5%	42.5%
DENMARK	16%(15)	70%(15)
FINLAND	Not Specified	58.9%
FRANCE	30% "old" 12% "new" oil(21)	50%
GERMANY (WEST)	32%(23)	50%
GREECE	12.5%	48.77%
IRELAND	16%(29)	50%(33)
ITALY	8% oil,5% gas (offshore)	30% plus local tax(35)
NETHERLANDS	15%(38)	70%
NORWAY	16%, 12.5% gas(41)	50.8% plus 35% SPD(51)
PORTUGAL	12.5%	45%(58)
SPAIN	None	40%(63)
SWEDEN	None	60.4%
SWITZERLAND	15%(49)	35%(67)
UNITED KINGDOM	12.5%	52% plus 75% PRT(76)

MIDDLE EAST

ABU DHABI	20%(1)	85%(1)
ADEN	Not Specified	Not Specified
AJMAN	18% (10% gas)(1-a)	77%(1-a)
BAHRAIN	85%	20%(8)
DUBAI	12.5%(17)	55%(17)
FUJAIRAH	12.5%(22)	55%
IRAN	None	85%
IRAQ	None	45%(32)
KUWAIT	20%	85%
LEBANON	15%	22%
NEUTRAL ZONE	20%	85%
OMAN	20%(42)	80%(52)
QATAR	20%	85%(59)
RAS al KHAIMAH	15%(44)	50%(60)
SAUDI ARABIA	20%	85%(61)
SHARJAH	14.5%(47)	77%
SYRIA	12.5%	36%
TURKEY	12.5%	52%
UMM al-QAIWAIN	18%(55)	55%
YEMEN ARAB REP.	12.5%(61)	55%(82)

SOUTH & CENTRAL AMERICA

ANTIGUA	None(4)	55%(4)
ARGENTINA	None	45%(5)
BAHAMAS	40%(7-a)	0
BARBADOS	Not Specified	45%(8)
BRAZIL	None	25%(10)
BRIT. VIRGIN IS.	12.5%	None
CAYMAN ISLANDS	12.5%	None
CHILE	None(12)	46%(13)
COLOMBIA	20%	40%(14-a)
COSTA RICA	Not Specified(14)	45%(14-b)
DOMINICAN REPUBLIC	15%(16)	46%(16)
ECUADOR	18.57%(18)	87.31%(18)
EL SALVADOR	Not Specified	30%(19-a)
FRENCH GUIANA	12% (5% gas)	50%
GRENADA	Not Specified)	0
GUADELOUPE	12%	50%
GUATEMALA	20%(20)	42%(25)
HAITI	None	50%
HONDURAS	12.5%	50%(29)
JAMAICA	12.5%	45%
MEXICO	35%	27%+(45)
NETHERLANDS ANTILLES	40%	34%(47)
NICARAGUA	16-1/3%	40%(49)
PANAMA	15%	50%(54)
PARAGUAY	15% (10% gas)	30%(55-a)
PERU	8%	68.5%(56)
PUERTO RICO	16-2/3%	23%
TRINIDAD	Not Specified(51)	45%+(72)
URUGUAY	7.5%	15%(78)
VENEZUELA	16-2/3%(59)	60%(80)

FAR EAST

AUSTRALIA	10%(6)	46%
BRUNEI	12.5%	55%(10-a)
BURMA	None	50%
BANGLADESH	None	55%
CHINA	17.5%	50%(14)
FIJI	12.5%	45%
HONG DONG	5%	16.5%
INDIA	10%(28)	56.18%(30)
INDONESIA	None	56%(31)
MALAYSIA	10%(35)	45%+25%(44)
NEW ZEALAND	No Specified	45%
PAKISTAN	12.5%	55%(53)
PAPAU NEW GUINEA	1.25%	50%+(55)
PHILIPPINES	None	39.875%(57)
SINGAPORE	None	40%
SOLOMON ISLANDS	None	50%
SRI LANKA	None	55%
TAIWAN	12.5%	50%(69)
THAILAND	12.5%(51)	60%(71)
TONGA	12.5%	50%
VIETNAM	Not Specified(60)	Unknown(81)

NORTH AMERICA

CANADA	10%+40%(11)	47%
UNITED STATES	25%(56)	46%+(77)

TASAS MUNDIALES DE IMPUESTO A LA RENTA POR PAIS AL 01/01/84

NOTAS

1. Las tasas tributarias de Abu Dhabi por petróleo se elevan de 35% sobre una producción inferior a 100,000 b/d a 85% sobre una producción superior a 200,000 b/d. Fuente: Middle East - Basic Oil Laws £ Concession Contracts, Suplemento 75.

1-a. La tasa tributaria dada para Ajman es la establecida en el contrato de Occidental de 1970. Fuente: Middle East - Basic Oil Laws £ Concession Contracts.

2. La tasa tributaria en Algeria es de 85% según Decreto del 1° de Enero de 1975. Los contratistas petroleros pagan 55%.

3. La tasa de 65.75% es aplicable al contrato de Gulf Oil en Cabinda, un exclave (territorio separado) de Angola. La tasa tributaria en otras partes de Angola está regulada de tal forma que asegure que el ingreso del contratista sea igual al 50% de su participación de acuerdo a los contratos de participación de producción. Fuente: South £ Central Africa - Basic Oil £ Laws Concession Contracts, Suplemento 60.

4. En Antigua se aplican impuestos a la renta pero éstos están incluidos en la participación del gobierno en la producción. Fuente: Central America £ Caribeean - Basic Oil Laws £ Concession Contracts, Suplemento 45.

5. El impuesto de Argentina está compuesto por 33% de impuesto empresarial a la renta, más 3.2% de impuesto a los ingresos, más 1.5% de impuesto al patrimonio, más 16% de impuesto al valor agregado. El impuesto a los dividendos es de 17.50%.

6. La tasa de 85% de Bahrain es la tasa de impuesto al petróleo de la OPEP. Desde la nacionalización de BAPCO, el principal productor, la única empresa privada que tiene derechos es Superior Group que está sujeta a la tasa de impuesto a la renta de 55% aplicada a las empresas. Fuente: Middle East - Basic Oil Laws & Concession Contracts, Suplemento 74.

7. Los contratos de participación de producción de Bangladesh estipulan el pago del impuesto empresarial a la renta por la empresa petrolera estatal por cuenta de los contratistas petroleros.

8. El impuesto de Bolivia es de 19% sobre la producción bruta del contratista. El impuesto empresarial general a la renta es de 30%. Este impuesto corresponde al contratista pero es pagada por el YPFB del gobierno. Fuente: Contrato de Occidental de 1977, contenido en South America - Basic Oil Laws & Concession Contracts, Suplemento 58. El impuesto a la remesa de dividendos/ganancias es de 30%.

9. El máximo impuesto empresarial a la renta es de 40%. Los contratistas petroleros brasileros no tienen una "presencia" en el Brasil y, por consiguiente, no están sujetos al impuesto a la renta pero sí a un impuesto de 25% sobre dividendos. El texto de contratos brasileros y disposiciones tributarias puede verse en South America - Basic Oil Laws & Concession Contracts, Suplemento 60. El impuesto a la remesa de dividendos/ganancias es de 25%, para una tasa combinada de 55%.

10. Tasa de impuesto a la renta, tal como se específica en el convenio de participación de Clark Oil Group del 25 de Marzo de 1980.

11. Los impuestos a la renta que corresponden a los contratistas petroleros en Burma son pagados por la empresa petrolera estatal, MOC. Fuente: Asia £ Australasia - Basic Oil Laws £ Concession Contracts, Suplemento 70.

12. Tasa Combinada Federal Canadiense (36%) más tasa Provincial (11%).

13. La tasa de impuesto al petróleo de Chile es una combinación del impuesto empresarial general y otros impuestos por un total aproximado de 46% para empresas nacionales y 52.38% para empresas extranjeras. La tasa tributaria efectiva para una empresa chilena (no petrolera) es de 48.5%.

14. El 17 de noviembre de 1981 se promulgó un impuesto para todas las empresas extranjeras que operan en China. La tasa básica varía hasta 40% para ingresos superiores a 1,000,000. Se aplica además un impuesto local a la renta del 10% sobre la renta imponible, lo que da una tasa máxima total de 50%.

14-a. Colombia tiene un impuesto a la remesa de dividendos y ganancias del 20% para una tasa combinada de 52%.

14-b. Costa Rica tiene un impuesto a la remesa de dividendos/ganancias del 15%, para una tasa combinada de 53.25%.

15. Dinamarca grava un impuesto del 70% sobre la renta de producción, además del impuesto empresarial a la renta de 40%. El impuesto considera deducciones de 25% de las inversiones hasta 10 años, o hasta que las inversiones hayan sido cubiertas por ganancias, con el fin de estimular el desarollo de campos marginales. El texto del impuesto

especial de 70% puede verse en Europe - Basic Oil Laws £ Concession Contracts. Suplemento 63.

16. El porcentaje de los impuestos a la renta dominicanos puede variar, pero la tasa no excede el 38% de la renta anual de la empresa. La máxima tasa empresarial general es de 46%, más un impuesto a los dividendos de 18%, para un impuesto efectivo de 55.72%. Fuente: Central/America £ Carbbean - Basic Oil Laws £ Concession Contracts. Suplemento 27.

17. Un decreto de 1969 sobre impuesto a la renta, modificado en 1970 y 1971, estipula un impuesto del 55%. La Dubai Petroleum Company, la mayor empresa propietaria de derechos de producción de petróleo, de acuerdo con las condiciones de su convenio de concesión, está exonerada del impuesto a la renta pero está obligada a pagar regalías (basadas en exportaciones a precios fijados) y, en lugar del impuesto a la renta, un "pago adicional".

El "pago adicional" es una cantidad que se computa multiplicando las ganancias por un "porcentaje fijo" significativamente superior a la tasa del impuesto a la renta de 55%. La ganancia es igual a los ingresos brutos realizados por la exportación de petróleo crudo basados en precios fijados menos regalías y gastos de operación. Los gastos de operación incluyen depreciación pero excluyen ciertos impuestos y alquileres menores que son acreditables contra un pago adicional. El impuesto a la renta pagado por cualquier corporación sobre ganancias provenientes de la negociación de petróleo producido por un tenedor de concesión es acreditable por el tenedor de la concesión contra su pago adicional.

El contrato de Arco de 1979 tiene un impuesto por cese de 10%,

más un impuesto a la renta de 46%.

18. La tasa de impuesto a la renta por petróleo del Ecuador es de 87.31%. La tasa del impuesto empresarial general a la renta es de 20% sobre ganancias distribuidas o no distribuidas en el Ecuador y de 40% sobre ganancias distribuidas a accionistas extranjeros residentes en el exterior, con una sobretasa del 11% para las provincias de Guayas y Manabi.

Los contratos de servicio de 1983 deben ser gravados a la tasa de impuesto comercial general a la renta de 40% máximo, más una sobretasa del 11%, más un impuesto a la producción. El impuesto a la producción es de cero sobre una producción inferior a 30,000 b/d, 3% sobre 300,000 b/d y va aumentando en 1% por cada 10,000 b/d adicionales hasta un máximo de 30% sobre 300,000 b/d. El petróleo de gravedad API 15° ó menos está exonerado del impuesto a la producción. También existe una Tasa de Participación Laboral del 15% (que es en realidad un regalía), que es deducible antes del pago del impuesto a la renta. También existe un impuesto del 1% para investigaciones sobre la renta neta después de impuestos.

Se paga una sobretasa adicional de 8% en dos de las provincias. No está claro si está sobretasa deberá pagarse sobre operaciones en la plataforma marítima, pero sí se paga si las operaciones en la plataforma marítima están localizadas dentro de las provincias especificadas.

La participación total del estado varía de 53% sobre menos de 30,000 b/d a 83% sobre una producción de 300,000 b/d o más.

Básicamente, los contratos de servicio transfieren el riesgo político y de exploración al contratista. Si se descubre

petróleo, los contratos se convierten esencialmente en contratos de costo de producción más un margen de utilidad fija, de poco riesgo (excepto políticamente) y de bajo rendimiento.

19. El impuesto egipcio es pagado por EGPC del gobierno por cuenta de los contratistas. Fuente: North Africa - Basic Oil Laws £ Concession Contracts, Suplemento 53.

19-a. El Salvador tiene un impuesto a la remesa de dividendos/ganancias, para una tasa combinada de 45.40%.

20. El impuesto a la renta de Guinea Ecuatorial es de 50%. Se paga un impuesto adicional basado en el flujo de caja neto (FCN) del contratista. Este varía de 0 sobre un FCN de 30% a 80% sobre un FCN superior a 50%.

21. Mediante Proclamación 282 de 1971, el gobierno etíope tiene autoridad para reducir las regalías e impuestos de tal modo que el total adeudado por un arrendatario al gobierno no exceda el 51% de sus ganancias.

22. El impuesto de Finlandia sobre la renta empresarial es de 43%. El impuesto municipal a la renta es de 13% a 19% (Helsinki 1981 - 15%), el impuesto a la renta de la Iglesia es de 1% a 2% (Helsinki 1981 - 1%). Ia tasa combinada es de 58.9%.

23. La tasa de 56.25% de Gabón ha sido tomada del contrato de participación de producción del 26 de Marzo de 1982 entre Bagón y Houston Oil £ Minerals of Gabon Inc., publicado en South £ Central Africa - Basic Oil Laws £ Concession Contracts. La tasa de impuesto de 73% se aplica a empresas

que operan bajo contratos del estilo de concesión anterior, y se determina tomando el precio fijado y restando el descuento particular de la empresa, las regalías y los costos de producción. El impuesto a la renta sobre contratos de participación de producción es pagado por el gobierno por cuenta de la empresa.

24. El impuesto especial a la producción de 70% promulgado en Dinamarca en 1982 no se aplica a Groenlandia.

25. En Guatemala anteriormente el impuesto a la renta del contratista era pagado por el Estado y se entregaban recibos oficiales al Contratista. Fuente: Central America & Caribbean - Basic Oil Laws & Concession Contracts, Suplemento 43. La ley petrolera de 1983 aplicó a los contratistas un impuesto de 42%. Existe un impuesto a la remesa de dividendos/ganancias de 12.5%, para una tasa combinada de 49.25%.

26. Esta tasa se ha tomado del contrato de Union Texas. Fuente: South & Central Africa - Basic Oil Laws Concession Contracts, Suplemento 64.

27. Los contratistas en Guinea-Bissau están sujetos a un impuesto del 50% sobre la renta neta atribuible a todas las actividades petroleras de exploración, explotación, producción (petróleo crudo/gas natural) y transporte del contratista en Guinea-Bissau. Los procedimientos de evaluación para la determinación de los ingresos brutos son las mismas que las aplicadas para determinar los pagos de regalías. Todos los costos pertinentes son deducibles, incluyendo intereses sobre préstamos para desarrollo/producción y otros cargos fiscales tales como regalías, bonificaciones e impuesto suplementario (véase a continuación). Las disposiciones sobre amortización

están contenidas en el contrato. El Contrato Modelo dispone un castigo del 100% de todos los costos geológicos/geofísicos y de pozos secos, y una depreciación del 15% al 20% de las inversiones principales de capital. Hay un límite establecido de cinco años para llevar saldos deudores, a partir del primer año de recibo de renta imponible. La consolidación de las pérdidas por exploración sólo puede hacerse después de iniciada la producción en el área de contrato correspondiente o después que el área haya sido abandonada.

El flujo de caja neto del contratista de cada campo comercial está sujeto a un impuesto suplementario que se escala paso a paso con los aumentos de la tasa de rendimiento lograda por el contratista sobre las inversiones en efectivo. El Contrato Modelo contempla tasas iniciales reales de rendimiento del 15%, 20% y 25%. Las tasas conexas de impuesto suplementario están fijadas en el contrato con Petrominas.

El impuesto suplementario se calcula primero después de la deducción del impuesto a la renta para obtener el pago neto deseado para el Estado. Después se "suma" para reflejar el hecho de que es una deducción permitida para el cálculo de la renta imponible. Se ajusta además para incorporar un pago que tiene por fin compensar al Estado por cualquier pérdida de ingresos como consecuencia de la consolidación de impuestos. Fuente: South £ Central Africa - Basic Oil Laws £ Concession Contracts.

28. El impuesto empresarial de Guyana es de 35%. Se grava un impuesto adicional del 20% a la producción de petróleo, basado en el contrato de Home Oil del 17 de octubre de 1979, publicado en Petroleum Concession Handbook.

29. En Honduras los derechos de explotación pagan el impuesto empresarial a la renta normal más un impuesto adicional, si el total de los impuestos de superficie, regalías e impuesto empresarial general a la renta no equivale al 50% de las ganancias netas. La concesión de Esso/Amerada Texaco de 1978 paga un impuesto a las ganancias de la empresa del 30% y un impuesto adicional a las ganancias de la empresa del 15%. Fuente: Central America - Basic Oil Laws & Concession Contracts, Suplemento 28. La tasa empresarial general es de 40% mínimo, más un impuesto del 15% a la remesa de dividendos/ganancias, para una tasa combinada de 49%.

30. La tasa tributaria de la India para contratistas petroleros es de 55%, más una sobretasa de 2.5% (sobre el 55%), para una tasa combinada de 56.38%. El impuesto empresarial general a la renta máximo es de 56.37%, más una sobretasa de 2.5%. También hay un impuesto complementario de 40%, sin embargo, en 1983 se aprobó una ley exonerando a las empresas petroleras de este impuesto.

31. La tasa de 56% de Indonesia es el impuesto a la renta de 45% combinado con el impuesto a los dividendos del 20% con que se grava a las empresas petroleras. Fuente: International Taxation Series, Suplemento 42.

32. La tasa de 45% del impuesto empresarial general a la renta en Iraq no es aplicable pues todas las operaciones petroleras han sido nacionalizadas. Si existieran operaciones de empresas privadas estarían sujetas a la tasa OPEP de Iraq de 85%.

33. Está bajo consideración un sistema tributario especial para Irlanda. El desarrollo de Kinsale Head está sujeto a un arreglo tributario especial.

34. El código petrolero de Israel señala un impuesto fijo de 38% a las ganancias de las empresas sobre renta ganada, y un impuesto de 25% a las ganancias netas después de deducir el impuesto a las ganancias de la empresa. Fuente: International Taxation Series. Los contratos de participación de producción suscritos en 1976 estipulaban que el gobierno pagará el impuesto. Fuente: Middle East Basic Oil Laws & Concession Contracts, Suplemento 54.

35. Por Decreto 601 del 29 de Setiembre de 1973, el 50% de la ganancia imponible derivada de la explotación en el mar territorial y en el zócalo continental está exonerada del impuesto local a la renta (imposta locale sui redditi) por un período de 20 años a partir de la fecha en que el mencionado decreto entró en vigencia. Esta exoneración se otorga bajo la condición de que la ganancia así exonerada se invierta en la prospección y/o exploración en el mar territorial, en el zócalo continental o en la zona interior de concesiones.

La renta de petróleo está sujeta a un impuesto local de 16.2%, más el impuesto federal de 30% después de la deducción del impuesto local, estando la producción en la plataforma marítima exonerada del impuesto local hasta 1987. La legislación propuesta en 1983 exoneraría permanentemente tanto a las operaciones en la plataforma marítima como en tierra firme del impuesto local si se invierte una cantidad igual en energía.

36. Esta tasa se basa en el contrato de Costa de Marfil con Tenneco, del 1° de Marzo de 1983, publicado en South £ Central Africa - Basic Oil Laws & Concession Contracts. El impuesto empresarial general es de 40%.

37. La tasa tributaria del Japón es compleja y la tasa dada representa el máximo sobre ganancias retenidas. Existen tres impuestos principales a las empresas. El impuesto empresarial regular es de 32% sobre las ganancias de dividendos y de 42% sobre ganancias retenidas. El Impuesto Empresarial es aproximadamente de 1%. El impuesto a los residentes varía según el lugar. La tasa tributaria combinada es de 51.8% sobre ganancias de dividendos y de 63.9% sobre las ganancias retenidas, sin embargo, el Impuesto Empresarial es deducible, lo que hace que la tasa efectiva sea de 45.7% sobre las ganancias de dividendos y de 56.4% sobre las ganancias retenidas.. Si el 100% de las ganancias fuera de dividendos, entonces el cálculo resultaría en una tasa tributaria de 51.2%.

38. El impuesto a la renta de Kenia es complejo. Básicamente, las disposiciones tributarias requieren de: (a) un impuesto de 52.5% a las empresas extranjeras y de 45% a la empresas de Kenia; (b) la consolidación de las actividades de exploración y producción en Kenia para propósitos tributarios; (c) 100% de castigo de las inversiones de capital en exploración y un castigo en línea recta del capital para desarrollo, a cinco años, a partir del año en que el equipo entra en uso.

Sin embargo, en Kenia el gobierno también tiene derecho a un interés no tributario en cada área de desarrollo. En esencia, esto da al gobierno una participación escalada en el flujo de caja neto antes de impuestos del concesionario extranjero de cada área de desarrollo, una vez que el concesionario extranjero ha logrado un rendimiento real (ajustado por inflación) antes de impuestos sobre las inversiones en efectivo atribuibles al área de desarrollo y sobre todas las inversiones en exploración incurridas en el área de concesión antes de su designación como área de desarrollo en exceso del

30%. El gobierno tendrá derecho a una participación de X por ciento o interés no tributario en el flujo de caja neto antes de impuestos del concesionario extranjero, en que X es negociado antes del otorgamiento de la licencia. Cualquier adelanto al gobierno que haga el concesionario extranjero para financiar la participación del gobierno será una inversión del concesionario extranjero para fines de calcular la tasa inicial de rendimiento lograda por el concesionario; cualquier reembolso o interés del préstamo que pague el gobierno al concesionario será considerado como ingreso del concesionario extranjero para el mismo fin. El interés no tributario del gobierno aumenta a Y por ciento una vez que el concesionario extranjero ha recuperado los costos más un rendimiento real antes de impuestos del 50%, estando Y sujeto también a negociación antes del otorgamiento de la licencia.

Debe observarse que el interés no tributario del gobierno es reversible: retornará a cero en cualquier período contable en que, por ejemplo, como consecuencia de inversiones en recuperación secundaria, el flujo de caja antes de impuestos del concesionario extranjero se hiciera negativo, y continuará en cero hasta que se recuperen la nuevas inversiones con un rendimiento real antes de impuestos del 30%. Fuente: South £ Central Africa - Basic Oil Laws £ Concession Contracts, Suplemento 69.

39. La tasa tributaria de 85% de Kuwait se aplica ahora solamente a la plataforma marítima de la Zona Neutral. Las operaciones del anterior operador privado principal, Kuwait Oil Company, han sido nacionalizadas. El impuesto empresarial general es de 55% máximo.

40. La tasa de impuesto a la renta de Lesotho es de 50%, con un

descuento de 50% de la obligación tributaria antes de la producción comercial, un descuento del 100% de la obligación tributaria durante el primer año fiscal de la producción comercial y descuentos por diversos montos de allí en adelante. Fuente: South Central Africa - Basic Oil Laws & Concession Contracts, Suplemento 40.

41. En Liberia, el impuesto empresarial general a la renta es de 50%. La renta imponible es definida tal como aparece en la ley general, excepto que se aplican tasas especiales de depreciación y amortización de capital, las que están especificadas en el Convenio Petrolero. Las tasas son en línea recta durante 4 años en el caso de exploración y durante 8 años en el caso de desarrollo desde el inicio de la producción comercial o desde el año de la inversión, el que sea de fecha posterior.

Además, las disposiciones contractuales establecen la siguiente participación progresiva en la producción:

a) Recuperación de Costos - Todos los costos de las operaciones petroleras, incluyendo los de exploración, pueden recuperarse de los ingresos brutos del contratista sin límite alguno. Los costos de capital son depreciados a una tasa del 100%. Están excluidos los costos de intereses.

b) Participación de Producción - La participación de producción se basa en la siguiente escala:

Rendimiento Real antes de Impuestos sobre la Inversión del Contratista (%)	Participación del Contratista en la Producción (%)
Menos de 30%	100%
30 - 40%	60%
40 - 50%	40%
Más de 50%	20%

N.B. Estos son rendimientos antes de impuestos que, con un impuesto de 50%, se aproximan a rendimientos reales después de impuestos de 15%, 25%. Los rendimientos reales son ajustados a la inflación agregandoal rendimiento real el aumento del índice de precios al consumidor de los Estados Unidos.

La participación del gobierno en los ingresos aumenta progresivamente conforme se exceden las mayores ganancias iniciales. En el caso de proyectos cuya rentabilidad después de impuestos excede un rendimiento real de 25%, la participación marginal del gobierno en el flujo de caja neto aumenta a 85-90%.

42. El impuesto de Libia consiste de un impuesto a la renta de 60% para empresas dedicadas a operaciones petroleras más una sobretasa de 65% de las ganancias sobre el monto anual total de honorarios, arriendos, impuesto a la renta, otros impuestos directos y regalías (excepto 16.67% del valor del petróleo crudo exportado). Fuente: International Taxation Series, Suplemento 34.

43. En Madagascar, un pago adicional se basa en el rendimiento real (ajustado a la inflación) después de impuestos sobre la inversión del contratista. El impuesto a la renta (45%) se

aplica hasta que el contratista ha alcanzado un rendimiento real (ajustado a la inflación) sobre la inversión en exceso de 15%; entonces el contratista está sujeto al pago suplementario de 25% sobre el flujo de caja neto después de impuestos. Si hace una nueva inversión (retrabajo, etc.) que dé por resultado un flujo de caja negativo en cualquier año subsiguiente, queda suspendido automáticamente el pago suplementario y no se reanuda hasta que el contratista haya ganado 15% sobre la nueva inversión.

Si el proyecto resulta más rentable de acuerdo a una base medida real, la "participación" del gobierno aumenta automáticamente: el pago suplementario aumenta de un 25% incremental del flujo de caja neto después de impuestos al 15%, en términos reales, a 50% al 20% y finalmente a 75% al 25%.

44. El impuesto de Malasia consiste de un impuesto de 45% al petróleo (la tasa empresarial general es de 40% más cargos extra), más un impuesto a las exportaciones de 25% que es aplicable a la participación del contratista en las ganancias de petróleo. Los pagos recibidos por encima de un precio base de $12.72 por barril más la inflación, corresponden en un 70% al estado, sin embargo, PETRONAS del gobierno paga su participación del impuesto a las exportaciones. Fuente: International Taxation Series, Suplemento 32.

45. La empresa petrolera estatal de México, PEMEX, paga impuestos al gobierno a una tasa de 15% sobre las ventas de productos petroquímicos y de 27% sobre la renta de producción. Desde Enero de 1975, las ventas de exportación de petróleo crudo de PEMEX han estado sujetas a un impuesto a las exportaciones de 50%. El impuesto empresarial general es de 42%. El impuesto a la remesa de dividendos/ganancias es de 55%, deducible para

fines del impuesto empresarial, para llegar a una tasa tributaria combinada de 55%.

46. El impuesto a la renta de petróleo de Marruecos, basado en el contrato Arco de 1981, es de 48%. Se considera una reserva para agotamiento de acuerdo al Dahir (decreto) de 1954. Además, Arco paga un impuesto de cese de 11% sobre su participación en la producción, más un impuesto a las exportacione de 16.5% de sus "ganancias de exportación". Fuente: North - Africa Basic Oil Laws £ Concession Contracts.

47. El impuesto de Las Antillas Holandesas es pagado por la empresa estatal por cuenta del contratista, a base del contrato de plataforma marítima de Weeks et al de 1976.

48. La tributación de la Zona Neutral sigue la legislación tributaria de Kuwait y Arabia Saudita, que comparten su propiedad. La Getty Oil opera en tierra firme sujeta a la tributación saudita de 85%. La Arabian Oil Company opera en la Zona Neutral kuwaitita y saudita de la plataforma marítima, sujeta a un impuesto de 85%.

49. El impuesto general a la renta de Nicaragua tiene una tasa máxima de 40%. Sin embargo, los concesionarios de explotación pagan otros impuestos, y la suma del impuesto anual a la explotación, regalías e impuesto a la renta no puede exceder el 50% de la renta neta del concesionario en ningún año. El impuesto a la remesa de dividendos/ganancias es de 20% para una tasa combinada de 52%.

50. Los impuestos a la renta de Nigeria para empresas petroleras en operación son: (1) el impuesto a las ganancias de petróleo, gravado de acuerdo con la sección 17 de la Ordenanza de

Impuestos a las Ganancias de Petróleo (N° 15), 1959; (2) el impuesto complementario gravado según la sección 17A de la Ordenanza de Impuestos a las Ganancias de Petróleo, y (3) el impuesto a las ganancias de capital, gravado de acuerdo con el Decreto sobre Impuestos a las Ganancias de Capital (N° 44), 1967. Las tasas son de 65.75% sobre las ganancias de las empresas petroleras mientras sirven para amortizar los costos previos a producción, después de lo cual la tasa tributaria es de 85%. El impuesto empresarial general es de 45%.

51. Noruega tiene un impuesto federal a la renta (27.8%), impuesto municipal (23%) e impuesto a los dividendos de 15%, por un total de 50.8%. Además se paga un Arancel Especial al Petróleo (no deducible) a una tasa de 35%. Fuente: International Taxation Series, Suplemento 39.

52. El impuesto de Oman es pagado por el gobierno por cuenta de los contratistas con participación en la producción. El impuesto empresarial es de 50%. Fuente: Middle East - Basic Oil Laws & Concession Contracts, Suplemento 54.

53. El Convenio Modelo de Pakistán y posteriores incentivos de 1976 imponen un impuesto máximo de 55%. Sin embargo, el gobierno ha ofrecido congelar el impuesto a la renta a niveles empresariales generales. El impuesto empresarial general es de 30%, más un impuesto complementario de 25% y una sobretasa de 5%. Fuente: Asia & Australia - Basic Oil Laws & Concession Contracts.

54. La tasa del impuesto empresarial general a la renta de Panamá llega a un máximo de 50%, sin embargo, el contrato de Texaco de 1975 estipula una tasa de impuesto a la renta de 25%, pero la empresa continúa sujeta al pago de otras obligaciones

tributarias. El impuesto a la remesa de dividendos/ganancias es de 10%, para una tasa combinada de 55%.

55. La tasa tributaria básica de Papúa Nueva Guinea es de 50%, con una tasa de rendimiento permitida de 27% y un impuesto a las ganancias adicionales de allí en adelante de 50%. No hay impuestos a los dividendos ni a las ganancias retenidas de petróleo.

55-a. Paraguay aplica un impuesto a la remesa de dividendos/ ganancias de 10%, para una tasa combinada de 37%.

56. Los contratistas peruanos están sujetos al impuesto general a la renta, según lo dispone el Decreto Supremo 287-68-HC. La tasa básica de impuestos es por un máximo de 55% más un impuesto adicional de 30%, para una tasa efectiva total de 68.5%. Fuente: International Taxation Series, Suplemento 38. El crédito tributario por reinversión hace bajar este total a una tasa efectiva de 41.1%.

57. En las Filipinas las empresas dedicadas a la exploración y producción son gravadas con una tasa efectiva de 39.875% a la renta imponible. Esta tasa está compuesta por el Impuesto Empresarial (35%) más Impuesto a la Transferencia de Ganancias (65% x 7.5%) ó 4.875%, para un total de 39.875%. Fuente: International Taxation Series, Suplemento 44.

58. El Decreto Ley N° 256/81, que modifica el Decreto Ley 625/71 del 31 de Diciembre de 1971, fue aprobado el 1° de Setiembre de 1981, y disponía incentivos tributarios para la exploración.

El texto de la Ley 256/81, así como el del Decreto 45-A/80, que modifica el Artículo 15 de las Regulaciones de Impuestos

contenidas en el Decreto N° 151/72 publicado el 6 de Mayo de 1972, se puede ver en Europe - Basic Oil Laws £ Concession Contracts.

El impuesto a los ingresos de petróleo ha sido fijado en 45%. Los contribuyentes pueden establecer anualmente una reserva para la Restauración de Campos Petrolíferos (RRCP), que es considerada como un costo de operación.

La RRCP no debe exceder la menor de las siguientes cantidades:

(1) 25% del valor bruto de las ventas de petróleo producido por el contribuyente en sus respectivas áreas de concesión, en el año fiscal al que se aplica la reserva;
(2) 40% de la cantidad sobre la que el contribuyente declara la renta imponible, de acuerdo con las condiciones de este decreto ley y las correspondientes regulaciones, sin tomar en cuenta la RRCP.

La cantidades que comprende la RRCP deben ser invertidas en exploración petrolera dentro de los tres años que siguen al establecimiento de la reserva.

59. Qatar aplica un impuesto a la renta de petróleo de 85%, sin embargo, el único contrato que queda con empresas privadas (contrato de Wintershall Group de 1976) dispone que los impuestos a la renta sean pagados por el gobierno por cuenta del contratista. La tasa de impuesto empresarial general a la renta es por un máximo de 50%.

60. La tasa tributaria de 50% de Ras al-Khaimah se basa en el contrato de Vitol de 1973. Fuente: Medio Oriente - Basic Oil Laws £ Concession Contracts, Suplemento 4.

61. Arabia Saudita aplica un impuesto de 85% sobre las operaciones petroleras que realiza la Getty Oil Company. El Consorcio Aramco opera a base de una tasa de servicio por barril relacionada con un índice de inflación. La tasa empresarial general es de 45% máximo. Fuente: International Taxation Series, Suplemento 43.

62. En Somalia, a base de un contrato típico (Deutsche Texaco), además de honorarios, arrendamientos y regalías, los contratos pagan un impuesto de 35%, deduciendo honorarios, arrendamientos, regalías y todos los demás pagos que se efectúan al gobierno (excepto el impuesto especial a la renta), y todos los demás gastos. Además, los contratistas pagan un interés de ganancias netas del 30% sobre la renta neta. Si los pagos totales al gobierno no llegan al 67% de las ganancias del contratista, éste debe pagar una cantidad adicional para que el total de pagos sea igual al 67% de las ganancias. Si el total excede el 67%, el exceso se usa como crédito en años subsiguientes. Fuente: Petroleum Legislation, Suplemento 45.

Según el sistema fiscal de Somalia propuesto en 1983, se aplica un impuesto a la renta neta de petróleo en lugar del pago del impuesto a la renta y del impuesto del gobierno local, a una tasa de 35%. La tasa imponible está definida convencionalmente como la renta bruta menos todas las deducciones permitidas, incluyendo el Impuesto Suplementario a los Ingresos que se describe a continuación.

Todos los gastos incurridos en exploración y desarrollo son capitalizados y castigados contra la renta bruta sobre una base de línea recta durante 4 años, a partir del año en que comienza la producción o del año en que el activo entra en

servicio, la fecha que sea más tardía. Las pérdidas pueden llevarse a los años siguientes sin límite. A nivel nacional se permite la consolidación de la renta neta pra efectos de la sustitución de impuestos, sujeto a las reglas de procedimiento contable.

Un Impuesto Suplementario a los Ingresos (ISI) es acotado sobre el flujo de caja neto después de impuestos a una tasa que fluctúa con la tasa real de rendimiento de flujo de caja descontado realizada por el contratista sobre la inversión total del proyecto. Aunque el programa del Impuesto Suplementario a los Ingresos puede ser negociado y varía de un contrato a otro, el programa de tasas usado aquí con fines de ilustración es:

RRI real antes de impuestos del contratista (%)	Tasa de ISI (%)
Menos de 15%	0%
15 - 20%	50%
20 - 25%	70%
Más de 25%	80%

Estas tasas reales de rendimiento están ajustadas a la inflación agregando la tasa supuesta de la inflación en dólares de los Estados Unidos. Al computar el flujo de caja neto se incluyen todos los gastos como desembolsos incurridos durante el año, excluyendo solamente los pagos de intereses y bonificaciones.

63. En España, los tenedores de permisos de exploración deben pagar un impuesto anual de superficie por hectárea, que varía de una a cuatro pesetas. Los tenedores de concesiones deben

pagar un impuesto anual de superficie que varía de 25 pesetas durante los primeros cinco años a 70 pesetas durante los siguientes cinco años, 185 pesetas durante el tercer período de cinco años, 230 durante el cuarto período de cinco años, 185 durante el quinto período de cinco años, 95 durante el sexto período de cinco años y 70 durante todas las prórrogas. Además, las empresas productoras están sujetas a un impuesto empresarial general a la renta. Los impuestos sobre petróleo pueden ser deducidos de la renta imponible para determinar el monto adeudado bajo el impuesto empresarial general a la renta. Fuente: Petroleum Legislation, Suplemento 24.

64. Sri Lanka también aplica un impuesto a los dividendos pero los operadores petroleros bajo contratos de participación de producción han podido negociar su exoneración. Un impuesto de 8% se aplica a los pagos brutos a sub-contratistas. Fuente: Asia & Australasia - Basic Oil Laws & Concession Contracts, Suplemento 69.

65. En el Sudán, además de honorarios, arrendamientos y regalías, la empresa debe pagar en lugar del impuesto a la renta normal y el impuesto municipal, un impuesto especial a la renta de 35%, deduciendo honorarios, arrendamientos, regalías y todos los demás pagos que se efectúen al gobierno (excepto el impuesto especial a la renta), y todos los demás gastos.

Cuando las deducciones exceden la renta, el exceso se lleva al año subsiguiente. Además, la empresa pagará un interés de ganancias neto de 30% sobre su renta neta.

Si el total de pagos al gobierno no alcanza el 67% de las ganancias de la empresa, ésta pagará una cantidad adicional para que el total de pagos sea igual al 67% de las ganancias.

Si el total pagado excede el 67%, el exceso se usará como crédito en el año subsiguiente.

66. El impuesto empresarial nacional de Suecia es de 40%. El impuesto municipal es de 25% - 34% (tenencia de acciones 28%), para una tasa efectiva combinada de 60.4%.

67. La tributación en Suiza es variada, pues cada cantón tiene su propia legislación tributaria que varía entre 5% y 35% a base de una relación de ganancias a capital y reserva. El impuesto federal de defensa es de 3.63% a 9.8% de las ganancias netas.

68. Los contratos de Siria son de participación en la produción, y el impuesto empresarial a la renta de 36% es pagado por el gobierno por cuenta del contratista. Fuente: Middle East - Basic Oil Laws & Concession Contracts, Suplemento 62.

69. De acuerdo con los contratos de plataforma marítima para petróleo de Taiwán, si los pagos por regalías e impuestos del contratista ascienden a menos del 50% de su renta imponible proveniente de la venta de petróleo bajo el contrato, debe pagar la diferencia al estado. Si el agregado de las regalías y otros impuestos supera el 50% de la renta imponible del contratista, éste puede reducir el pago de su impuesto a la renta pero no de su regalía (si el exceso continúa por encima del 50% de la renta imponible, éste puede acreditarse contra el impuesto la renta correspondiente al año siguiente). Fuente: Petroleum Concession Handbook, Suplemento 52.

70. La tributación petrolera de Tanzania consiste de un impuesto empresarial general a la renta más un impuesto a las ganancias adicionales, el que sea mayor que (a) 45% sobre el flujo de caja neto acumulado a 17% más inflación y (b) 90% sobre el

flujo de caja neto acumulado a 22% más inflación, con una deducción tributaria permitida de 45%. Fuente: South £ Central Africa - Basic Oil Laws £ Concession Contracts.

71. Según el Decreto Real de Tailandia del 3 de Diciembre de 1971, las empresas pagan un impuesto a la renta sobre las operaciones petroleras a una tasa de 50%, con un máximo de 60%. El impuesto empresarial general máximo es de 40%. Fuente: Asia and Australasia - Basic Oil Laws £ Concession Contracts, Suplemento 71.

72. Trinidad aplica un régimen especial de impuesto a la renta a la industria petrolera bajo la Ley de Tributación del Petróleo de 1974, pero el impuesto a la renta se calcula de acuerdo a la Ley de Tributación Empresarial y a la Ordenanza de Impuesto a la Renta. Básicamente, la Ley de Tributación del Petróleo estipula tres regímenes tributarios separados: producción, refinación y comercialización.

El régimen de impuestos a la producción dispone que la renta se base en el precio de venta o el precio de referencia, el que sea mayor, y además que la renta se considere ganada cuando el petróleo es recibido en el patio principal de tanques de la zona de almacenamiento de cada campo. Se establecen precios de referencia separados para cada productor a base de las características especiales de su crudo.

Las ganancias de las personas dedicadas a las operaciones de producción se computan de conformidad con los principios generalmente aplicables del impuesto a la renta. Estos permiten la deducción de los gastos usuales y el castigo de la inversión mediante amortización, depreciación o cargo directo a gastos. A los que están en áreas nuevas se les permite

hacerlo sólo despúes de iniciada la producción comercial. Si se certifica que no hay producción comercial en una determinada área, entonces la inversión podría deducirse de cualquier otra operación productora en Trinidad. La posibilidad de deducción de los cargos administrativos del exterior está limitada a 1% de los demás gastos.

La operación de refinación está sujeta a un impuesto general de una determinada cantidad de centavos por barril en lugar del impuesto a la renta, y esta cantidad se fija por separado para diferentes refinerías. La tasa tributaria sobre la operación de comercialización y de negocios es por lo general de 50%.

De acuerdo con los contratos de participación en la producción suscritos en 1975, todos lo impuestos son pagados por el gobierno.

La tasa del impuesto empresarial en Trinidad es de 45% de las ganancias imponibles. Sin embargo, con el fin de fomentar la perforación exploratoria en tierra firme, se otorga a las empresas el incentivo de una deducción igual a la regalía por pagar sobre el crudo obtenido de formaciones antes no productivas, que puede deducirse de la renta imponible por un período de cuatro años una vez terminada la perforación del pozo positivo.

El 14 de Mayo de 1981 se promulgó la Ley de Enmienda de Tributación Petrolera de 1981. Esta estipulaba un impuesto suplementario al petróleo, deducible del impuesto empresarial, de 35% de la producción de operaciones en tierra firme (reducido a 15% a mediados de 1983) y de 60% para la producción de operaciones en la plataforma marítima. Una tasa

por produción deducible de la renta bruta en el caso de campos que producen más de 2,200,222 barriles por año y hasta 10% para campos que producen más de 6,200,001 barriles por año. Una tasa por exploración de 150% de los costos directos deducibles del impuesto a la renta bruta también contenido en la Ley de 1981. La misma ley estipula un impuesto suplementario a la refinación de cinco centavos de US$ por barril sobre el crudo recibido para "refinación total y de dos centavos de US$ por barril para "refinación ligera". Fuente: International Taxation Series. Suplemento 32.

73. Basado en el contrato de Houston Oil & Gas, el impuesto al petróleo de Tunicia es por un máximo de 60% de las ganancias netas anuales. Las empresas petroleras están exoneradas de todos los demás impuestos. El contrato de Pecten (afiliada de USA SHELF) de 1978 tiene un impuesto empresarial máximo de 80%. Fuente: North Africa - Basic Oil Laws & Concession Contracts, Suplemento 46.

74. El impuesto empresarial a la renta de Turquía es de 40%. Además, las ganancias disponibles para distribución a accionistas extranjeros están sujetas al impuesto a la renta (impuesto a la retención de ganancias) de 20%. Este impuesto a la renta es aplicable al mismo tiempo que el impuesto empresarial y, en la práctica, los dos impuestos se pagan juntos. La tasa efectiva combinada es de 52% para las empresas 100% de propiedad extranjera.

75. La tasa tributaria de 55% deUmm al-Qaiwain se da de conformidad con el Decreto de Impuesto a la Renta de al-Qaiwain según se aplica a la concesión del Superior Group del 16 de Agosto de 1974. Fuente: Midle East - Basic Oil Laws & Concession Contracts, Suplemento 67.

76. La tributación del Reino Unido consiste del impuesto empresarial general a la renta de 52%, más el Impuesto a los Ingresos de Petróleo (IIP) de 75% y el Adelanto del Impuesto a los Ingresos de Petróleo (AIIP). El AIIP se aplica a una tasa del 20% con una sola deducción de un millón de toneladas por año. Esta será acreditable contra el IIP normal; cuando no se paga IIP o la obligación no es suficiente para absorver el AIIP, el exceso de AIIP se lleva y castiga contra futuros AIIP. En caso que durante toda la vida del campo no haya un IIP suficiente contra el cual descontar el AIIP, el exceso de AIIP será reembolsado al final de la vida del campo. Fuente: International Taxation Series, Suplemento 39.

En Marzo de 1983 se anunciaron cambios en los impuestos que afectaban los campos existentes.

La liberación de impuestos producirá la eliminación por etapas de los pagos adelantados del IIP para fines de 1986 y una reserva para que las empresas castiguen los costos de evaluación de perforación contra cualquier campo en el Mar del Norte sujeto al IIP.

La tasa de adelanto de IIP del 20% disminuye a 15% en Julio de 1983 y continúa así hasta 1984. En 1985, la tasa será de 10%, bajando a 5% en 1986, su último año.

La liberación del IIP fue extendida a los propietarios de oleoductos con el fin de alentarlos a recibir petróleo y gas de otros campos en sus sistemas de transporte.

Antes de los cambios de 1983, los operadores podían deducir el costo de evaluación de perforación de la renta sujeta al IIP cuando el campo entraba en produción, pero esta deducción se

aplicaba solamente a la renta de ese campo. Podían recibir la liberación para los costos de evaluación de perforación de los campos que no entraban en producción, pero sólo después de probar al gobierno que los campos eran antieconómicos.

De acuerdo con el programa de 1983, los costos de evaluación de perforación son considerados de una manera muy similar a los gastos de pozos secos.

En una movida afín, el gobierno abolió la regalía de 12.5% para los proyectos aprobados después del 1° de Abril de 1982, y duplicó la cantidad de petróleo excnerado del Impuesto a los Ingresos de Petróleo (IIP) a un millón de toneladas métricas por año, sujeto al límite acumulativo de 10 millones de toneladas métricas por campo.

Se ha simplificado el sistema tributario para estos campos, estando los operadores sujetos solamente al IIP y al impuesto empresarial. Los cambios han reducido la tasa de impuesto marginal de 89.5% a 88% y la tasa promedio de impuestos de 70% a 60%. Las disposiciones de 1983 no se aplican a la ampliación de los proyectos existentes ni tampoco a los nuevos desarrollos de gas en la cuenca sur del Mar del Norte.

77. En los Estados Unidos los productores de petróleo están sujetos a un impuesto empresarial general federal a la renta de 46%, y a un impuesto a las Ganancias Imprevistas (IGI) de impuestos estatales, para una tasa tributaria total e aproximadamente 81%

El IGI, efectivo al 1° de Marzo de 1980, se aplica en tres partes o "niveles" que van desde 70% sobre "petróleo antíguo" (descubierto antes de 1973) hasta 30% sobre "petróleo nuevo"

(descubierto después de 1978). La combinación hace que el impuesto sea de aproximadamente 60%. El IGI afecta sólo al precio de venta sobre un precio base de aproximadamente $13.00/barril para el petróleo antíguo y de $17.50/barril para el petróleo nuevo. Estos precios base son escalados con la inflación, más 2% anual.

En 1981 se aprobó una reducción de 50% en el impuesto a "ganancias imprevistas" sobre todos los nuevos descubrimientos de petróleo en los Estados Unidos. El nivel 3 incluye el petróleo nuevo con una tasa IGI de 22.5% en 1985, 20% en 1984 y 15% a partir de 1986.

78. En Uruguay la explotación y venta de petróleo están exoneradas de todos los impuestos excepto del impuesto anual de 15% sobre la "renta considerada" que se define como el 50% del pago obtenido, ya sea en dinero o especie, por la empresa privada contratista como resultado de la producción bajo el contrato. En efecto, este impuesto equivale a 7.5% de regalía sobre la participación de la empresa en la producción, por pagar en dinero. El impuesto empresarial general es de 25%. Fuente: South America - Basic Oil Laws & Concession Contracts.

79. Las operaciones mineras y petroleras en la Unión Soviética están reguladas por la Ley de Minería aprobada el 1° de Enero de 1976. No hay reservas para el reembolso de concesionarios petroleros ni reservas para impuestos. La traducción de la ley ha sido publicada en Europe - Basic Oil Laws & Concession Contracts, Suplemento 64.

80. Todas las operaciones petroleras en Venezuela fueron nacionalizadas a partir del 1° de Enero de 1975. La participación privada en la exploración y producción de

petróleo está limitada a contratos de servicio. Los tenedores de contratos de servicio están sujetos a la Ley de Impuesto a la Renta venezolana. Véase un resumen de un contrato típico de servicios en Petroleum Concession Handbook, Exxon Services Company, Inc., Suplemento 35. El impuesto empresarial es de 50%, el impuesto a la remesa de dividendos/ganancias es de 20%, para una tasa combinada efectiva de 60%.

81. No se dispone de información precisa sobre la tasa tributaria en Vietnam. El contrato de Bow Valley Group y otros contratos suscritos en 1978 sólo contienen la estipulación que el impuesto a la renta y otros impuestos que se aplican a las empresas deben ser pagados por el gobierno. El texto de los contratos se puede encontrar en Asia & Australasia - Basic Oil Laws & Concession Contracts, Suplemento 76.

82. La tasa tributaria de 55% en Yemen se basa en el contrato de Deutsche Shell de 1974. Referencia: Middle East - Basic Laws & Concession Contracts, Suplemento 72.

83. Yugoslavia no aplica impuesto federal a la renta, sin embargo, tiene un impuesto provincial a la renta. La tasa en Croacia, donde están operando empresas mixtas con empresas petroleras internacionales es de 35%. La estructura usada por las asociaciones de empresas mixtas se conoce como BOALS, un arreglo complicado según el cual la participación de las empresas privadas internacionales está limitada a 49%.

REGALIAS MUNDIALES SOBRE EL PETROLEO Y GAS - 1984

Las tasas están vigentes a partir del 1 de Enero de 1983. Las tasas indicadas constituyen la regalía máxima-cuando existe una serie de valores de regalía, ello se indica en las notas. Se podrán obtener mayores detalles sobre cualquier aspecto dirigiéndose por escrito directamente a The Barrows Company, Post Office Box 337, Grand Central Station, New York, New York, 10163.

Páis	Tasa de Regalía	
Abu Dhabi:	12% a 20%	(1)
Aden:	No especificado	
Afghanistan:	" "	
Ajman:	18% petróleo, 10% gas	(2)
Algeria:	12.5%	(3)
Angola:	Ninguno	
Antigua:	Ninguno	(4)
Argentina:	12%	(5)
Australia:	10%	(6)
Austria:	20% petróleo, 15% gas	(7)
Bahamas:	40%	(7-a)
Bahrain:	20%	(8)
Bangladesh:	Ninguno	
Barbados:	No especificado	
Belgium £ Luxembourg:	" "	
Belize:	20%	(9)
Benin:	12.5%	(10)
Bolivia:	11%	
Botswana:	No especificado	
Brazil:	Ninguno	

Brunei:	12.5%	
British Virgin Islands:	12.5%	
Burma:	Ninguno	
Burundi:	12.% petróleo, 5% gas	
Cameroon:	Ninguno	
Canada:	10% + 40% PIR	(11)
Cape Verde:		
Cayman Islands:	12.5%	
Central African Republic:	No especificado	
Chad:	12.5%	
Chile:	Ninguno	(12)
China, People's Republic of*:	17.5%	(13)
Colombia:	20%	
Comoro Islands:		
Congo, People's Republic of the:	15%	
Costa Rica:	No especificado	(14)
Cyprus:	12.5%	
Denmark:	16%	(15)
Dominican Republic:	15%	(16)
Dubai:	12.5%	(17)
Ecuador:	18.57%	(18)
Egypt:	10%	(19)
El Salvador:	No especificado	
Equatorial Guinea:	10%	(20)
Ethiopia:	12.5	
Fiji:	12.5%	
Finland:	No especificado	
France:	30%	(21)
French Guiana:	12% (5% gas)	
Fujairah:	12.5%	(22)
Gabon:	20%	
The Gambia:	12.5%	
Germany, Federal Republic of:	32%	(23)

Ghana:	12.5%	(24)
Greece:	12.5%	
Greenland:	12.5%	
Grenada:	No especificado	
Guadeloupe:	12%	
Guatemala:	20%	(26)
Guinea:	12.5%	
Guinea-Bissau:	20% petróleo, 15% gas	
Guyana:	25%	(27)
Haití:	Ninguno	
Honduras:	12.5%	
Hong Kong:	5%	
Iceland	No especificado	
India:	10%	(28)
Indonesia:	Ninguno	
Iran:	Ninguno	
Iraq:	Ninguno	
Ireland:	16%	(29)
Israel:	12.5%	
Italy:	Costa fuera 8% petróleo, 5% gas	
Ivory Coast	12.5%	(30)
Jamaica:	12.5%	
Japan:	No especificado	
Jordan:	Ninguno	
Kampuchea, Democratic:	12.5% a 100,000 b/d, 15% más de 100,000 b/d	
Kenya:	20% petróleo, 15% gas	(31)
Korea	12.5%	
Kuwait:	20%	
Laos:	5%	(32)
Lebanon:	15%	(33)
Lesotho:	Ninguno	
Liberia:	12.5%	

Libya:	16 2/3%	(34)
Madagascar:	20% petróleo, 15% gas	
Malawi:	No especificado	
Malaysia:	10%	(35)
Mali:	12.5% petróleo, 5% gas	
Malta:	12.5%	
Mauritania:	12.5%	(36)
Mauritius	12.5%	
Mexico:	35%	(37)
Morocco:	20%	(37-a)
Mozambique:	15%	(37-b)
Nepal:	10% petróleo, 10% gas	
Namibia:	Ver South Africa	
Netherlands:	15%	(38)
Netherlands Antilles	40%	(39)
Neutral Zone:	20%	
New Zealand:	No especificado	
Nicaragua:	16 1/3%	
Niger:	12.5% petróleo, 5% gas	
Nigeria:	20%	(40)
Norway:	16% - 12.5% gas	(41)
Oman:	20%	(42)
Pakistan:	12.5%	
Palau:	12.5%	
Panama:	15%	
Papua New Guinea:	1.25%	
Paraguay	15% petróleo, 10% gas	
Peru:	8%	(43)
Philippines:	Ninguno	
Portugal:	12.5%	
Puerto Rico:	16 2/3%	
Qatar:	20%	
Ras Al-Khaimah:	15%	(44)

Saudi Arabia:	20%	(45)
Senegal:	12.5% petróleo, 5% gas	
Seychelles:	12.5%	(46)
Sharjah:	14.5%	(47)
Sierra Leone:	12.5% petróleo, 5% gas	
Singapore:	Ninguno	
Somalia:	15%	(48)
Solomon Islands:		
South Africa:	Ninguno	
Spain:	Ninguno	
Sri Lanka:	Ninguno	
Sudan:	12.5%	
Suriname:	10%	
Sweden:	Ninguno	
Switzerland:	15%	(49)
Syria:	12.5%	
Taiwan:	12.5%	
Tanzania:	No especificado	(50)
Thailand:	12.5%	(51)
Togo:	1%	(52)
Tonga:	12.5%	
Trinidad £ Tobago	No especificado	(53)
Tunisia:	15%	(54)
Turkey:	12.5%	
Uganda:	No especificado	
Umm Al-Qaiwain:	18%	(55)
United Kingdon:	12.5%	(55-a)
United States:	25%	(56)
Upper Volta:	5%	(57)
Uruguay:	7.5%	(58)
Venezuela:	16 2/3%	(59)
Vietnam:	No especificado	(60)
Yemen Arab Republic		

(North Yemen):	12.5%	(61)
Yugoslavia:	Ninguno	
Zaire:	12.5%	
Zambia:	No especificado	
Zimbabwe:	4%	

TASAS DE REGALIAS MUNDIALES VIGENTES POR PAIS AL 1/1/84

NOTAS

1. La regalía de Abu Dhabi es de 12.5% sobre la producción inicial, 16% con 100,000 b/d, 20% con 200,000 b/d. La tasa se basa en el contrato Amerada/Occidental de 1980. Fuente: Middle East Basic Oil Laws and Concession Contracts, Suplemento 75.

2. No existe disposición legal. La regalía se basa en el Contrato Northland Minerals de 1981. Fuente: Middle East. Basic Oil Laws and Concession Contracts. Suplemento 75.

3. No se paga regalía bajo los contratos de empresa mixta con Sonatrach, la Compañía Estatal. El decreto del 1 de Enero de 1975 estableció la regalía en 20%.

4. No se paga regalía al gobierno. No obstante el gobierno paga una regalía de 5% al contratista (Contrato costafuera Aladdin de 1981). Fuente: Central America & Caribbean - Basic Oil Laws and Concession Contracts. Suplemento 45.

5. No se paga regalía bajo contratos de riesgo, la única forma de concesión otorgada bajo la Ley 21778. Conforme a la Ley Petrolera (no contrato de riesgo) 17.319 de 1967, la regalía es de 12% sobre la producción proveniente de concesiones de desarrollo (bajo circunstancias especiales puede reducirse en 5%). Ver Oil Legislation. Suplemento 34, página 65.

6. La regalía (Federal) es de 10% costafuera (puede aumentar a 12.5% si el arrendatario toma un área más grande que la normal), las tasas por concesiones terrestres de los Estados

son de 10% (New South Wales, Victoria, Queensland, South Australia), y de 5% a 12.5% en Western Australia. Northern Territories 10%.

7. La regalía de 20% para petróleo y de 15% para gas fue establecida por la modificatoria de 1982 al Acta de Minería de 1975. Fuente: Europe - Basic Oil Laws and Concession Contracts.

7-a. Escala gradual de 16-2/3% a 40% sobre 300,000 b/d (basado en el contrato Natomas de 1983).

8. La ley 1/1977 estableció la regalía en 20%. El contrato Superior Oil, vigente en 1982, tiene una regalía de 12.5% hasta los 50,000 b/d, aumentando a 16% sobre los 200,000 b/d. Fuente: Middle East - Basic Oil Laws and Concession Contracts. Suplemento 74.

9. S.I. 52 de 1978 estableció la regalía en 20%. Fuente: Central America and Caribbean-Basic Oil Laws and Concession Contracts. Suplemento 17. Un contrato de 1982 tiene una regalía de 18.5%.

10. 12.5% sobre petróleo hasta una profundidad de 50 metros, 10% entre 50 y 100 metros, 5% para una profundidad superior a 100 metros.

11. La regalía federal de Canadá es de 10% más una Regalía Incremental Progresiva (PIR) de 40% sobre utilidades superiores a cierto nivel. Alberta, la provincia productora de petróleo más grande, acota una regalía variable dependiendo de la clasificación del petróleo (petróleo antiguo, petróleo nuevo, etc.) que fluctúa desde 22% hasta 40%.

12. No existe regalía bajo contratos petroleros otorgados a compañías internacionales (ver texto de Amerada Hess Petróleos Chile del 7 de Diciembre de 1977). South America - Basic Oil Laws and Concession Contracts. Suplemento 41, página 1.

13. La regalía de 17.5% queda definida en el Contrato Modelo de 1982 para operaciones costafuera. La tasa efectiva puede estar sujeta a negociaciones. Para texto de Contrato Modelo, ver Asia £ Australasia - Basic Oil Laws and Concession Contracts. Sumplemento 75.

14. Bajo la ley de Minería del 22 de Octubre de 1982, se podrá otorgar contratos petroleros bajo condiciones especiales que han de ser establecidas por la Asamblea Legislativa. Un contrato entre ERAP y el gobierno suscrito hace algunos años contenía una regalía que variaba desde 10% hasta 16 2/3% para petróleo y 12% para la producción de gas natural.

15. Las tasas aplicables al Contrato Modelo de 1983 para exploración y explotación son de 2% sobre la producción hasta 725,000 metros cúbicos, 8% sobre la producción desde 725,000 hasta 290,000 metros cúbicos, y 16% sobre la producción superior a 290,000 metros cúbicos.

16. Basado en el contrato Cariboil Corporation/Stallworth/Texas Crude. Ver texto en Central America £ Caribbean - Basic Oil Laws and Concession Contracts. Suplemento 27.

17. Ver el contrato de concesión con Texas Pacific del 18 de Marzo de 1975 publicado en Middle East - Basic Oil Laws and Concession Contracts. Suplemento 68.

18. La tasa fue establecida por el Decreto 2059 del 16 de

Diciembre de 1977. Esta tasa no se aplica al Contrato Modelo de 1982. El contrato Texaco/CEPE de 1973 tiene una tasa variable desde 12.5% sobre la producción de petróleo crudo inferior a 30,000 b/d; hasta 14% sobre 300,000 b/d a 60,000 b/d, y una tasa máxima de 16% sobre los 60,000 b/d.

19. La regalía la paga el gobierno (EGPC), y no el contratista.

20. La regalía fue establecida en 10% en el Decreto-Ley 7/1.981 del 16 de Junio de 1981. El Contrato Modelo de 1981 se basa en la participación en la producción y no establece disposiciones sobre regalías. El texto de la Ley y el contrato modelo se pueden ver en South and Central Africa - Basic Oil Laws and Concession Contracts. Suplemento 60.

21. Petróleo antiguo (proveniente de pozos en explotación antes del 1 de Enero de 1980) - 8% sobre la producción de 50,000 toneladas métricas/año (1,000 b/d a 2,000 b/d aproximadamente), 30% sobre 100,000 hasta 300,000 toneladas métricas/año (2,000 b/d a 6,000 b/d aproximadamente) y 30% sobre 300,000 toneladas métricas anuales. El petróleo nuevo (producido por pozos en explotación después del 1 de Enero de 1980) varía en la misma escala desde ninguna regalía por una producción inferior a 50,000 toneladas métricas anuales hasta 6% sobre 50,000 a 100,000 toneladas métricas anuales; 9% sobre 100,000 a 300,000; y 12% sobre producción superior a 300,000. No se paga regalía por gas natural por menos de 300,000 millones de metros cúbicos al año, pagándose 30% por petróleo antiguo y 5% sobre gas nuevo por más de 300,000 millones de metros cúbicos al año. Las regalías sobre el petróleo y el gas se basan en su valor en la cabeza del pozo. Aún no se ha legislado sobre las regalías correspondiente a operaciones costafuera. La legislación sobre regalías quedó establecida en la Ley 80-1974 del 30 de

Diciembre de 1980 (Artículo 8-III), y modificada por la Ley 81-1160 del 30 de Diciembre de 1981 (Artículo 20). El texto puede verse en Europe - Basic Oil Laws and Concession Contracts.

22. No existe legislación petrolera. La regalía de 12.5% se basa en la Concesión de Reserva de Petróleo y Gas del 5 de Julio de 1974. El texto puede verse en el Petroleum Concession Handbook. Suplemento 21.

23. Las autoridades estatales fijan la regalía en un máximo de 40% conforme al Acta de Minería Federal de 1980. A fines de 1982 la tasa era de 32%.

24. Basado en el contrato Agripetro del 10 de Enero de 1978, publicado en South and Central Africa - Basic Oil Laws and Concession Contracts. Suplemento 58.

25. Conforme al Código Petrolero de 1976, la regalía no puede ser menor de 12.5% y puede acelerar con la producción. No existe regalía en el contrato de producción de 1975 sobre el yacimiento Prinos (véase Europe - Basic Oil Laws and Concession Contracts. Suplemento 36.

26. No se pagó regalía antes de 1983 bajo los contratos de participación de producción. La regalía pagada por el Estado al propietario de tierras es igual a 0.5% del monto que recibe bajo el contrato. Véase Central America & Caribbean - Basic Oil Laws and Concession Contracts. Suplemento 39.

El Código Petrolero de Guatemala de 1983 contiene una regalía progresiva ligada a la gravedad API de la producción. La regalía es de 20% por una producción con gravedad API de 30°, subiendo o bajando 1% por cada grado de gravedad API, y

declinando a un mínimo de 5% sobre una producción con gravedad API de 15°. La Ley Petrolera de Guatemala de 1983 tiene una regalía a escala gradual de 20% que declina con la producción a gravedad API hata 5%.

27. Los Requisitos de Ley sobre Regalías son:

12% sobre crudo recuperado en tierra, diez por ciento sobre crudo recuperado del área intersubmarina, y ocho por ciento sobre crudo recuperado fuera del área submarina. El petróleo crudo con una gravedad API menor de 14 grados está sujeto uniformemente a una regalía de ocho por ciento. Existe una regalía de 8% sobre gas natural producido en cualquier área.

La regalía progresiva correspondiente al petróleo, según la concesión de exploración/explotación de Home Oil Co. del 17 de Octubre de 1979 (publicado en el Manual de Concesiones Petroleras):

Producción - B/D	Regalía
0 - 25,000	12.5%
25,000 - 75,000	15.0%
75,000 - 125,000	17.5%
125,000 - 175,000	20.0%
175,000 - o más	25.0%

La regalía sobre el gas es de 10% fija.

28. Los contratos terrestres especifican por Ley una regalía de 10%. Los contratos costafuera no contienen obligaciones de regalía.

29. Sobre los arrendamientos petroleros emitidos antes de 1975, los pagos representan 12.5% del valor en la cabeza del pozo. Para los arrendamientos petroleros otorgados después de 1975, se aplican regalías de escala gradual más complejas:

Tasa de Producción	Regalía
Hasta 40,000 b/d	8%
40 a 100,000 b/d	10%
100 a 225,000 b/d	12%
225 a 350,000 b/d	14%
Sobre 350,000 b/d	16%

Una vez que la producción ha pasado el nivel de los 100,000 b/d, la tasa de regalía no baja de 12%, aún cuando la producción decline por debajo de dicho nivel.

En el caso de desarrollo marginal, se podrá negociar una tasa inferior de regalía si no se pudiera llevar a cabo el desarrollo de otro modo.

30. En la Costa de Marfil la regalía sobre el petróleo crudo se indica en el Código Petrolero pero el monto es negociable. La regalía mínima sobre el gas es de 5%. No se paga regalía sobre los contratos de participación en la producción. Sobre el contrato costafuera del Grupo Esso, bajo el Código Petrolero, las regalías son como sigue: 4% del valor de producción entre 0 y 500,000 toneladas/año (aproximadamente 0-10,000 b/d), 8% entre 500,000 y 1,000,000 toneladas, 10% entre 1,000,000 y 1,500,000 tons., 11% entre 1,500,000 y 5,000,000 toneladas anuales, y 12.5% del valor de producción sobre los 5,000,000 de toneladas anuales (aproximadamente 100,000 b/d).

31. La regalía es negociable hasta máximo 20%. Las ofertas de exploración de Kenya en 1982 contienen una regalía de 12.5% para petróleo y 10% para gas. Un contrato previo (Kenya-Cities Service Inc et al) establece una regalía de 16.5%. Fuente: South and Central Africa - Basic Oil Laws and Concession Contracts.

32. En Laos el petróleo está sujeto a acuerdos especiales pero se rige por las disposiciones fiscales sobre concesiones mineras, que incluyen una regalía de 5% sobre el valor de los materiales extraídos.

33. En el Líbano la regalía es de 5% sobre el primer 1,000,000 de toneladas métricas (20,000 b/d aproximadamente), 15% sobre el siguiente 1,000,000 de toneladas, y 7.5% sobre la producción superior a 2,000,000 de toneladas. Fuente: Middle East - Basic Oil Laws and Concession Contracts. Volumen II.

34. La regalía de 16 2/3% se aplica a concesiones petroleras regidas por la ley del Petróleo 25 de 1955. Las concesiones otorgadas en años recientes lo han sido bajo condiciones de participación de producción sin acotación de regalía o impuesto. Fuente: North Africa - Basic Oil Laws and Concession Contracts. Suplemento 58.

35. Basado en el contrato Elf Group del 11 de Noviembre de 1982 cubriendo exploración y desarrollo costafuera (ver Petroleum Concession Handbook. Suplemento 40).

36. Las regalías en Mauritania son de 7.5% sobre la producción petrolera hasta 10,000 b/d; 10% de 10,000 b/d a 20,000 b/d; 12.5% sobre los 20,000 b/d; el Contrato Modelo de 1982 se basa en participación de producción sin incluir regalías.

37. Se le exige a Petróleos Mexicanos que pague al Gobierno Federal un cierto porcentaje como regalías por la explotación de los campos petroleros que le han asignado. El monto de tal regalía no puede ser menor de 10% ni mayor de 35%.

37-a. La regalía correspondiente al contrato de Amoco del 18 de Setiembre de 1981 es como sigue:

Producción Total (B/D)	Regalía sobre Participación de Amoco
0 - 20,000	15%
20,000 - 40,000	16%
40,000 - 60,000	17%
60,000 - 80,000	18%
80,000 - 100,000	19%
Sobre - 100,000	20%

La legislación petrolera establece una regalía de 12.5% sobre el petróleo y de 5% sobre el gas.

37-b. Pagada por la Empresa Petrolera Estatal. El contratista petrolero (Esso/Shell) abona a la Compañía Petrolera Estatal un pago por producción de 15%.

38. La regalía por operaciones costafuera sobre licencias emitidas después de 1976 se rige por una escala gradual que varía de acuerdo con la producción desde 1 hasta 15% sobre la producción mayor de 10,000,000 de toneladas métricas/año. No se requiere pago de regalías por operaciones terrestres pero pueden convertirse en parte de la concesión a opción del gobierno (las compañías petroleras y el gobierno han concertado un contrato que estipula un "beneficio" especial para el gobierno de 10% sobre las utilidades netas) (véase

Petroleum Handbook, Sección Países Bajos, Suplemento 42, página 25).

39. La regalía pagadera por Saba Bank Resources de acuerdo al Acta del 13 de Diciembre de 1976 es de 12.5% sobre la producción hasta de 24,999, elevándose a 40% sobre la producción superior a los 299,999 b/d. Fuente: Central America £ Caribeean - Basic Oil Laws and Concession Contracts. Suplemento 41.

40. La regalía sobre petróleo es de 20% para la producción costafuera. La regalía costafuera es de 18.5% cuando la profundidad del mar es menor de 100 metros, de 16 2/3% después de ese punto. Fuente: South £ Central Africa - Basic Oil Laws and Concession Contracts. Suplemento 59.

41. La regalía sobre petróleo es de 8% sobre la producción inferior a 40,000 b/d, aumentando a 16% sobre la producción de 350,000 b/d o más.

42. No se paga regalía sobre contratos de participación en la producción.

43. La regalía la paga la empresa Estatal, PETROPERU.

44. La regalía aumenta de 12.5% sobre la producción inicial hasta 15% sobre la producción que exceda los 200,000 b/d. Fuente: Middle East - Basic Oil Laws and Concession Contracts. Suplemento 42.

45. Las empresas que operan bajo el contrato de servicio Saudi (Aramco) reciben el pago de una tasa por barril producido (véase Petroleum Legislation. Suplemento 33 para su descripción). Por tanto, no se paga regalía. La única

compañía que continúa operando bajo concesión es Getty Oil en la Zona Neutral donde la regalía es de 20%.

46. La regalía en Seychelles es de 12.5 por ciento del valor del petróleo crudo producido ya sea en áreas terrestres o fuera de la costa donde la profundidad del agua no exceda 50 pies en marea baja.

La regalía se reduce a 10 por ciento cuando la profundidad del agua es mayor de 50 pies pero menor de 150 pies; se reduce a 8 por ciento en todas las demás áreas. Existe una regalía uniforme de 12.5% sobre la producción de gas natural. Fuente: International Taxation Series.

47. Basada en el contrato Buttes/Clayco del 29 de Diciembre de 1969. No existe requisito legal de regalías. Fuente: Middle East - Basic Oil and Concession Contracts. Suplemento 44.

48. La tasa de regalía se especifica en 15% en el Reglamento de Minería. Un acuerdo fechado 23 de Diciembre de 1979 entre el gobierno y Deutsche Texaco especifica una regalía de 20%.

49. No existe una Ley Petrolera Federal ni regalías. La regalía de 15% indicada es para el Cantón de Ginebra.

50. El Acta sobre Petróleo de 1980 estipula una regalía (Sección 81) sin definir el monto y dispone asímismo que, en casos especiales, el Ministro podrá exonerar del pago de la regalía. El contrato de exploración y explotación del 17 de Setiembre de 1981 entre Shell Petroleum Development Tanzania Ltd., Tanzania Petroleum Development Corporation del Gobierno, y el gobierno de Tanzania, se basa en participación en la producción y no estipula una regalía. Fuente: South £ Central

Africa - Basic Oil Laws and Concession Contracts. Suplemento 66.

51. La regalía sobre petróleo producido de áreas costafuera con una profundidad del agua mayor de 200 metros se reduce a 8 3/4%.

52. Se basa en el contrato de participación en la producción de Oceanic Resources fechado en 1977.

53. La regalía es negociada por el Gobierno para cada área otorgada bajo licencia. Las operaciones costafuera no pagan regalía. Ver Central Americas £ Caribbean - Basic Oil Laws and Concession Contracts. Suplemento 44.

54. La regalía máxima de Tunisia es de 15%. La tasa de 15% se usa en el contrato (concertado en 1981 entre Occidental Petroleum y ETAP, la empresa estatal). Fuente: North Africa - Basic Oil Laws and Concession Contracts. Suplemento 55.

55. Umm al-Qaiwain no tiene ley petrolera. La tsa de regalía (tomada de la concesión de 1974 del Grupo Superior) es de 14.5% del precio publicado sobre la producción inicial, aumentado a 16% sobre 50,000 b/d y en etapas hasta 18% por más de 150,000 b/d. Fuente: Petroleum Concessions Handbook. Suplemento 48.

55-a. El reglamento presupuestario posterior a 1983 del Reino Unido elimina las regalías en los campos marginales.

56. Las regalías federales en los Estados Unidos tienen una escala gradual basada en la producción promedio correspondiente al mes calendario en barriles por pozo por día. Las regalías

comienzan en 12.5% hasta por 110 b/d se elevan en etapas hasta un máximo de 25% sobre los 400 b/d. (Reglamento BLM del 22 de Julio de 1983). Las regalías sobre operaciones costafuera son ofertables. Fuente: North America - Oil and Gas Law.

57. Las tasas de regalías mineras en Upper Volta son máximo de 5% pero no se aplican al petróleo, que está sujeto a acuerdo especial que debe ser negociado con el gobierno.

58. La explotación y venta de petróleo en el Uruguay está sujeto solamente a un impuesto anual de 15% sobre 50% del pago obtenido, en dinero o en especie, que sea equivalente a una regalía de 7.5% sobre participación en la producción de la compañía.

59. Todas las operaciones privadas en producción petrolera han sido nacionalizadas. La regalía de 16 2/3% especificada en la Ley de Hidrocarburos de 1943, tal como ha sido modificada, continúa aplicándose a las empresas estatales que reemplazaron a los intereses privados después de la Ley de Nacionalización del 27 de Agosto de 1975. Los contratos de servicio técnico que se concentraron posteriormente con los anteriores concesionarios privados no estipulan regalías.

60. Todos los contratos petroleros sucritos desde la unificación de Vietnam no estipulan regalías pero son sobre la base de participación en la producción. Fuente: Asia £ Australasia - Basic Oil Laws £ Concession Contracts. Suplemento 76.

61. Tasa especificada en la concesión Deutsche Shell de 1974. Fuente: Middle East - Basic Oil Laws £ Concession Contracts.

LA POLITICA ENERGETICA DE MEXICO

DR. AARON DYCHTER POLTOLAREK

AARON DYCHTER

Licenciado en Economía 1970-73.

Maestría y doctorado en Economía, Universidad George Washington, Estados Unidos; especialidad en Economía Internacional, Comercio, Finanzas y Desarrollo Económico.

Actualmente se desempeña como Director General de Política Energética de Mexico.

Me es muy grato saludar a todos los participantes en este Coloquio Internacional: "Respuestas del Mundo sobre Política Petrolera", y en particular a los organizadores del evento, en nombre del Lic. Francisco Labastida Ochoa, Secretaria de Energía, Minas e Industria Para Estatal de México.

Por mi conducto, el Gobierno de México quiere expresar su gratitud por haber sido distinguido con la invitación para participar en ete foro, en el que se están discutiendo opciones, experiencias y, sobre todo, realidades. Los asistentes estamos seguros que el diálogo libre y plural es la mejor forma de entendimiento entre los pueblos. México acepta el diálogo y lo promueve, sobre todo tratándose de un tema central para la vida de nuestros países, como lo es el petróleo, y en un contexto más general, la energía.

Los energéticos han estado invariablemente vinculados al desarrollo de los pueblos; no es exagerado afirmar que de ellos depende en gran medida, el progreso de las naciones. La disponibilidad y consumo de energía es un indicador directo del nivel de desarrollo económico, social, científico y tecnológico de la comunidad.

Así, la evolución de la humanidad se ha apoyado sustancialmente en el desarrollo de las fuentes de energía; el hombre ha multiplicado sus fuerzas a través de su uso. En el inicio fue la energía propia del hombre; posteriormente, la palanca, la rueda, el fuego, la energía animal, la del agua y la del viento.

Con el inicio de la actividad industrial se inventa la máquina de vapor, se descubre y aplica la electricidad y en nuestro tiempo, la energía nuclear. En el constante esfuerzo por mejorar sus condiciones de vida el hombre ha aplicado su talento para alcanzar sus objetivos de desarrollo. Tales objetivos están vinculados intrínsicamente al provechamiento de la energía.

En el presente siglo la primacía del petróleo sobre las demás fuentes energéticas se ha debido a las ventajas de la naturaleza de su composición orgánica, versatilidad, economía y rendimiento. Cabe señalar además, que su papel como materia prima ofrece muy variadas aplicaciones industriales.

La importancia que han llegado a adquirir los hidrocarburos es evidente: Más del 20% del comercio mundial está representado precisamente por el intercambio de hidrocarburos. Su abasto seguro ha sido preocupación fundamental en el diseño de las estrategias de los países desarrollados y en desarrollo, y su impacto polivalente condiciona variados aspectos del desarrollo integral de las naciones.

En México, los energéticos ocupan importantes capítulos en la vida independiente de nuestro país que confirman nuestra vocación nacionalista. Explotación energética, desarrollo económico y soberanía nacional se encuentran plenamente identificados.

El Estado ha asumido la responsabilidad histórica de la explotación de los recursos energéticos para beneficio de los mexicanos, y es

intransferible, inalienable e imprescriptible por lo que la toma de decisiones no obedece, por ningún concepto, a criterios utilitaristas que en aras de ganancias en el corto plazo propicie el agotamiento prematuro de nuestras fuentes primarias de energía o la complacencia ante patrones consumistas de vida.

La industria petrolera en México se inició a finales del siglo pasado con la explotación de nuestros recursos a cargo de compañías extranjeras. Esta práctica permitió que durante los años veinte, nuestro país llegara a ser el segundo exportador mundial de petróleo, produciendo en promedio 325 mil barriles diarios; sin embargo, esta ventaja comparativa no se reflejó plenamente en nuestra economía.

Con la expropiación y la nacionalización decretada por el Presidente Lázaro Cárdenas en 1938, que rescató para la nación este importante recurso natural, la industria petrolera se reorientó hacia el abastecimiento del mercado interno, transformando y modernizando su estructura de producción. Esta estrategia fue acompañada de una política de desarrollo tendente a estimular la expansión de la industria, el sistema de transporte y el mercado interno de sus productos.

Como señala el maestro Jesús Silva Herzog, "es indudable que uno de los acontecimientos de mayor trascendencia ha sido la expropiación de las compañías petroleras, puesto que ello significó el principio de nuestra libertad económica. La libertad sólo es una realidad cuando descansa en la libertad económica, lo mismo tratándose de un grupo social que de un individuo aisladamente considerado".

El crecimiento de la industria eléctrica también se inició en manos privadas, nacionales y extranjeras, propiciando así la limitación de las zonas atendidas, la proliferación de sistemas eléctricos

aislados y un servicio deficiente cuyo desenvolvimiento se rezagó con respecto a las necesidades del desarrollo general del país. Al crearse la Comisión Federal de Electricidad en 1937, se echaron los cimientos de la nacionalización de esta rama estratégica, proceso que concluyó al inicio de los sesenta.

En este mismo período se inició el desarrollo de la industria petroquímica nacional quedando establecido que este campo corresponde a la esfera exclusiva del Estado.

Hasta finales de los sesenta, el sector energético estuvo orientado hacia la satisfacción de la demanda interna de acuerdo con el objetivo de autosuficiencia energética. Sin embargo, a finales de los sesenta, esta se comienza a perder y para 1973 el país se había convertido ya en un importador neto de productos refinados y de crudo. Si bien un año antes ya se habían comenzado a descubrir vastas reservas petroleras cuya explotación se comenzó a hacer efectiva en 1976.

A partir de dicho año se desarrolla aceleradamente la producción petrolera y México se convierte, en 1978, de nueva cuenta en un exportador importante. Esta estrategia de exportación petrolera, hizo que en los últimos años el sector energético adquiriera un papel decisivo en la orientación del proceso de desarrollo del país.

Las divisas generadas por las exportaciones de hidrocarburos junto con el acceso al financiamiento externo del que se dispuso, contribuyeron de manera decisiva a la instrumentación de programas de inversión tendentes a inducir un crecimiento económico acelerado. Sin embargo, los cambios de tendencias en el mercado petrolero internacional, iniciados a partir de mediados de 1981, vinieron a convertirse en uno de los principales obstáculos a las metas previstas.

La política energética del Presidente Miguel de la Madrid, está delineada en el Programa Nacional de Energéticos 1984-1988, el cual reconoce que el nivel de desarrollo económico que ha alcanzado México se explica en buena medida por la aportación del sector energético, el cual se ha transformado cuantitativamente en poco tiempo. En 1984, el sector representó en su conjunto poco más del 5% del PIB, aportó por concepto de impuestos más de la tercera parte del total de ingresos fiscales, proporcionó alrededor de la mitad de ingresos en cuenta corriente de la balanza de pagos y significó aproximadamente una tercera parte de la inversión pública total.

Sin embargo, la problemática que enfrenta el sector energético revela una cierta desvinculación del sector con respecto al resto de la economía, derivada de su excesivo aumento orientado al cumplimiento de metas cuantitativas; una excesiva dependencia de los hidrocarburos como fuente de energía; una difícil situación financiera, sobre todo de las empresas de la rama eléctrica; algunos desfases y estrangulamientos en la cadena productiva del sector; y un desmedido consumo de energía propiciado, entre otros factores, por el persistente abatimiento de los precios de gran parte de los energéticos destinados al mercado nacional.

El sector energético del país se enfrenta a dos retos fundamentales: en el plano externo, ajustarse a un escenario mundial complejo y cambiante y, en el plano interno, responder a las demandas que plantea el desarrollo del país, apoyándolo de manera efectiva, sin crear desequilibrios en la economía.

Esto último implica reconocer la importancia del sector energético, ya que no es exagerado afirmar que de lo que ocurra en este sector dependerá en gran medida lo que suceda en el resto de la economía. No obstante, la política de desarrollo adoptada por nuestro país reafirma que debemos evitar la petrolización de la economía, y esto

significa que el cambio estructural energético deberá marchar al ritmo del cambio estructural de toda la sociedad y que, a largo plazo, el sector deberá ir perdiendo peso relativo, en una economía más diversificada, más moderna y más eficientemente vinculada con el exterior.

El Programa Nacional de Energéticos contempla las fases de promulgación, instrumentación, control y evaluación. No se agota en un proyecto sin ejecución ni en una transformación desordenada del sector energético, sino que constituye una conceptualización de la problemática y una rigurosa definición de objetivos, estrategia, líneas de acción y metas específicas.

La política energética de México no se genera en el vacío ni es incongruente con lineamientos fundamentales que se derivan de nuestro proceso de desarrollo. Por el contrario, existen ejercicios de planeación energética que han servido como antecedentes y existe un proyecto de nación contenida en la Carta Magna que permite una planeación consistente con la realidad.

México no cae en la trampa de usar sus recursos petroleros indefinida e indiscriminadamente. Con responsabilidad hemos definido criterios que buscan preservar no sólo nuestras reservas de hidrocarburos sino también crear las condiciones para racionalizar su consumo excesivo.

Esta tendencia demuestra que la evolución del sector no puede dejarse al arbitrio de las fuerzas de la inercia. En última instancia esto significaría una disminución de su capacidad para apoyar al resto de la economía, un gasto mayor de recursos de inversión y de operación frente a ingresos declinantes, y la agudización de los problemas estructurales en el ámbito de la energía, sin que el sector haya podido movilizar sus propios

recursos para resolverlos.

Por tanto, la estrategia del Programa rompe con tal perspectiva de un círculo vicioso, que desde cualquier punto de vista es nociva. Para ello se cuenta en México con un potencial energético, con recursos humanos y con la voluntad política y solidez institucional para abrir el margen de maniobra que requiere el cambio estructural del sector y de toda la economía.

Es por ello que los objetivos del Programa Nacional de Energéticos se derivan de los grandes propósitos nacionales establecidos en el Plan Nacional de Desarrollo: sociedad igualitaria, nación independiente y economía fuerte.

El objetivo fundamental es mantener la autosuficiencia energética presente y futura del país y de él se desprenden dos objetivos que se interrelacionan mutuamente y que son congruentes con los propósitos nacionales mencionados. Tales objetivos son: Impulsar el desarrollo social ampliando la cobertura y evitando desequilibrios regionales y ambientales e impulsar el desarrollo económico vía divisas, ingresos fiscales y poder de compra.

El ahorro y uso eficiente de la energía y el logro de un balance energético racional completan, al lado de los tres objetivos centrales del sector energético, la imagen-objetivo que se pretende alcanzar.

La autodeterminación tecnológica apoyará sustancialmente la integración de un sector energético sólido y eficiente y la contribución al fortalecimiento del mercado mundial de hidrocarburos apoyará el avance de una economía fuerte.

Para alcanzar los objetivos señalados será indispensable establecer

una estrategia que los armonice en el tiempo a fin de que las etapas sean congruentes con la asignación de recursos y toma de decisiones.

La estrategia energética pretende aumentar el margen de maniobra del sector para que éste pueda, a mediano y largo plazos, aumentar su capacidad para satisfacer requerimientos internos de energía crecientes, mantener una plataforma flexible de exportación de petróleo, a partir del nivel actual, y ampliar su apoyo al resto de la economía y a la industria.

Para cumplir con la estrategia, se han definido dos grandes etapas de instrumentación.

La primera, consolidación de los logros del sector y bases para su cambio estructural, es la que corresponde al horizonte de vigencia del programa y abarca 1988. En esta etapa se profundizan y amplían las acciones de reordenación económica del sector, se liga más eficientemente a éste con el resto de la economía y se inicia el esfuerzo de ahorro y diversificación. En la segunda etapa, que va de 1988 al año 2000, se intensifica y se completa el esfuerzo de ahorro, productivad y diversificación y se da un mayor impulso al cambio tecnológico.

Las orientaciones estratégicas son: el ahorro y uso eficiente de la energía; la diversificación de las fuentes de energía; incremento de la productividad; y participación activa y responsable en el mercado mundial de hidrocarburos.

El Programa Nacional de Energéticos otorga la más alta prioridad al ahorro y uso eficiente de la energía y lo considera un eslabón muy importante del cambio estructural que demanda el pueblo de México. Su éxito radicará en el logro de un horizonte energético más diversificado y racional y en el que no exista el dispendio del cual

nadie saca provecho.

El ahorro energético responde a uno de los objetivos principales definidos por el Programa Nacional de Energéticos: impulsar el ahorro y uso eficiente de la energía en su producción, distribución y uso final, sin afectar la actividad productiva ni la calidad de la vida.

Así, la política de ahorro energético apoya el esfuerzo de productividad de toda la economía, mejora la competitividad de nuestros productos en los mercados internacionales, amplía el horizonte energético y libera recursos para decidir su uso más eficiente en función de las necesidades del país.

En esencia, el ahorro energético implica un cambio en la política energética del país, ya que por primera vez se considera el manejo directo e intencionado de las variables e instrumentos de política que inciden sobre la demanda de los energéticos.

Resulta importante añadir que para México, como país que requiere seguir desarrollando su sector industrial, incrementar sus niveles de bienestar social, con una población en crecimiento, y que debe aprovechar adecuadamente la ventaja de disponer de energéticos, la política de ahorro energético no deberá buscar la caída real de su consumo energético, sino una disminución de su consumo por unidad de producto.

Si el ahorro es la orientación estratégica que produce resultados más importantes a corto plazo, la diversificación es la ruta hacia la transición energética ordenada en el mediano y largo plazos. En la medida en que la diversificiación actúa en el margen, es decir, sobre los incrementos de capacidad, sus efectos son más lentos, pero además de producir un ahorro adicional considerable de

hidrocarburos, aumenta la flexibilidad tecnológica de la planta productiva y reduce la vulnerabilidad que significa depender de una sola fuente de energía primaria.

La sustitución de fuentes primarias debe llevarse a cabo en todos los sectores, si bien la rama de electricidad, por sus características particulares, deberá realizar las principales acciones en la materia. El esfuerzo se centrará en la reducción de la participación relativa de las termoeléctricas convencionales; paulatinamente se irá ampliando el número de carboeléctricas, hidroeléctricas, plantas duales (carbón y combustóleo), y en menor escala las geotérmicas.

En la selección de fuentes para diversificación se deben considerar varios criterios con el propósito de obtener una combinación óptima de las diversas fuentes de generación. Entre estos criterios destacan: a) las reservas de cada fuente; b) los costos de inversión y operación de las centrales; c) la complementariedad necesaria entre centrales de base y de pico; d) los costos de distribución y las pérdidas por conducción eléctrica; e) el grado de autodeterminación tecnológica que pueda lograrse en cada fuente; y f) el contenido importado en las fases de construcción y operación.

Diversificar fuentes y ahorrar energía son dos caminos que México emprende con retraso. No se trata de emprender caminos utópicos sino rutas conocidas que han demostrado su efectividad y su importancia para mejorar la eficiencia de toda la economía.

Tanto el ahorro de energía como la diversificación de las fuentes energéticas podemos, en cierto modo, considerarlos en el contexto de la productividad como marco general, ya que el esfuerzo de hacer más eficiente al sector es indispensable para el futuro de México.

Elevar la productividad es una exigencia política para asegurar, en estos montos difíciles y tratándose de recursos no renovables, que los acervos naturales, humanos y tecnológicos, la planta productiva existente y la infraestructura de apoyo con que cuenta el sector, rindan el mayor provecho a la Nación y refuercen su independiencia y su soberanía.

Las acciones orientadas a incrementar el rendimiento de la capacidad de producción energética del país, estarán orientadas a eliminar los desfases y estrangulamientos productivos, a deshogar y reforzar las actividades de apoyo como almacenamiento, transporte y distribución, y a mejorar la calidad de productos y servicios ofrecidos.

En México existe un amplio campo para aumentar la productividad, modificando con ello las reservas realmente aprovechadas, la capacidad productiva de las instalaciones existentes y disminuyendo sustancialmente el ritmo de extracción para un mismo nivel de consumo energético. Una de las implicaciones más señaladas del aumento de la productividad será su efecto en la disminución de las inversiones requeridas para igual volumen de demanda energética.

Sin embargo, el sector energético no está condicionado solamente por factores internos sino que sus interrelaciones con el exterior son múltiples y variadas, y en determinadas circunsatancias lo afectan significativamente.

Así, la evolución del sistema energético mundial y la estimación de las perspectivas generales, establecen pautas y marcos de referencia para México. La inserción de nuestro país en este contexto es flexible en función de sus intereses en cada fuente de energía, pero al mismo tiempo, con posiciones firmes en la formulación e instrumentación de sus acuerdos y en su actividad negociadora bilateral y multilateral.

Por tanto, el sector energético se encuentra severamente influido por la estructura energética mundial, misma que ha revelado que el cambio más importante se ha dado en la evolución de la demanda.

Como respuesta a las crisis petroleras y a la elevación de los precios en el crudo, los países industrializados implantaron una política de ahorro de energía, cuyos resultados sin haberse manifestado todavía plenamente, son importantes. La transformación se inició desde principios de los 70 y se aceleró después de 1979, año a partir del cual y hasta 1983 el consumo total de energía en el mundo disminuyó en un 0.3% anual promedio y en los países industrializados en casi un 3%. Sin embargo, en 1984 se ha registrado ya un ligero repunte en la tendencia.

Si bien estas reducciones obedecieron en parte a un menor nivel de actividad económica, asociado con la recesión mundial, no cabe duda que los procesos de ahorro y diversificación fueron sus causas más importantes. Esto provocó que, por ejemplo, en los países de la OCDE la relación del consumo de energía primaria y de petróleo, con respecto al PIB, bajara a menos de la mitad, hasta situarse en 0.5 y 0.4 respectivamente en promedio en los últimos años, e incluso menos en algunos países.

Sin embargo, conviene reiterar que la contracción inducida en la demanda por los altos precios del crudo, las políticas de conservación y desarrollo de fuentes alternas, la recesión de la economía mundial y la persistente reducción de los inventarios acumulados en los años anteriores han presionado los precios a la baja y colocado a los países exportadores de petróleo-miembros y no miembros de la OPEP - en la necesidad de fortalecer sus mecanismos de coordinación, para defender eficazmente el justo valor de sus recursos en los mercados del exterior.

Dado el cambio en la política energética establecido por el Presidente Miguel de la Madrid, al principio de 1983 se desarrollaron contactos e intercambios de información con importantes países productores de petróleo, miembros y no miembros de la OPEP.

Dichas consultas se fueron ampliando a través de canales ágiles de comunicación. Posteriormente, durante el crítico período de reordenamiento por el que atravesó el mercado petrolero internacional durante el primer trimestre de 1983, México desempeñó un papel destacado haciendo uso de mecanismos de coordinación efectiva con los demás países exportadores y determinando de manera responsable sus volúmenes y precios de exportación.

Considerando el enorme riesgo planteado por una baja desordenada de las cotizaciones, el gobierno mexicano intervino en forma decidida para contribuir a estabilizar el mercado, sin detrimento de la autodeterminación de nuestra política energética.

Paralelamente, se han alentado los esfuerzos por estrechar los lazos de fraternidad con los países latinoamericanos exportadores de petróleo, participando en la conformación del Grupo Informal de Países Latinoamericanos y del Caribe Exportadores de Petróleo que ya se ha reunido en 3 ocasiones, donde se llegó a importantes acuerdos y a concertar acciones conjuntas.

Asímismo, por quinto año consecutivo se firmó el Acuerdo de San José; México y Venezuela siguen dando así una buena muestra de lo que puede hacerse en materia de cooperación entre países en desarrollo. La firma del Acuerdo es sin duda un ejemplo.

En los últimos dos años, México ha sido un interlocutor franco y abierto y se ha autoimpuesto una conducta responsable y sobria,

tanto en el campo de la producción y exportación, como en el de la fijación de precios, para coadyuvar a mantener la estabilidasd y fortalecer el mercado internacional de petróleo.

Defender la estabilidad del mercado petrolero internacional no sólo implica fijar y respetar volúmenes de producción y niveles de precio. Significa, además, aplicar prácticas comerciales que responden a principios tradicionales seguidos por México en su comercio exterior. En este sentido, aplicamos un trato equitativo y fijamos un precio uniforme a todos nuestros clientes; todas nuestras ventas se sujetan a contrato; no concedemos descuentos de naturaleza alguna, y rechazamos cualquier operación que pueda representar intermediación o especulación.

La diversificación de mercados de destino de nuestras exportaciones petroleras continúa siendo un propósito central de política. México seguirá limitando las ventas a un solo país a un máximo del 50% del total de nuestra exportación y no participará con más del 20% de las importaciones totales de petróleo de país alguno. La única excepción a esta política la constituyen los países beneficiarios del Acuerdo de San José.

Actualmente, cuando el mercado petrolero internacional atraviesa nuevamente por momentos difíciles, por demás críticos, nuestro país continúa empeñado en un esfuerzo encaminado a sacar del terreno de la especulación un recurso tan valioso como es el petróleo. El petróleo constituye un factor tan importante para el bienestar económico y social de todas las naciones, consumidoras y productoras por igual, que resulta inadmisible dejarlo a la especulación.

En este contexto, México ha tomado la decisión de reducir el precio de su crudo Istmo para fijarlo en 27.75 dólares barril y aumentar gradualmente la plataforma de exportación según lo vaya permitiendo

la evolución del mercado, hasta alcanzar 1.5 MMBD; así existe coincidencia de intereses por lo que sumarse a este esfuerzo nos conducirá en buena medida a fortalecer el mercado.

Los ajustes en los volúmenes de producción y exportación petrolera permitirán reordenar el mercado, eliminando inventarios excesivos de carácter meramente especulativo. Con ello contribuimos a que no se malbarate el petróleo.

Esta decisión soberana tomada por el gobierno de México no obedece a motivos puramente económicos. Responde al firme propósito de asegurar una justa valoración de los recursos que permita mantener un flujo estable de ingresos sobre el cual podamos asentar la planeación de nuestro desarrollo. Se trata, además, de no sacrificar la preservación de recursos no renovables en aras de un supuesto mayor ingreso de corto plazo.

Para México los hidrocarburos no sólo representan un recurso con profunda raigambre histórica, sino que ahora más que nunca son estratégicos y prioritarios. En México y para México, el petróleo no es sólo una mercancía, es parte ya de su identidad nacional.

Señores participantes en este coloquio:

Hablar de energía no solamente es hablar de barriles de petróleo o de centrales eléctricas. Estamos hablando de una mejor manera de vivir para los pueblos, hablamos de hambre y de salud, de comodidad y de futuro.

Es por ello que la problemática de la energía es tan importante. El hombre tiene que mejorar su manera de pensar en materia energética y todos debemos contribuir con nuestro pensamiento pero, sobre todo, con nuestra acción.

La coyuntura presente es una oportunidad generosa que se nos brinda tanto a consumidores como a productores de hidrocarburos, para construir un mercado estable y racional. Las fluctuaciones erráticas a nadie benefician, a nadie convienen. Tenemos frente a nosotros un reto, la estabilidad del mercado y tenemos también un compromiso insoslayable con las futuras generaciones. Afrontémoslos responsablemente.

REALIZACION DE UNA POLITICA ABIERTA DE COOPERACION EXTRANJERA EN LA EXPLOTACION DE PETROLEO DE LA PLATAFORMA MARITIMA DE CHINA

YOU DEHUA

YOU DEHUA

Ingeniero Químico, graduado de la Universidad de Shin Wa, Facultad de Quim.

Actualmente se desempeña como Gerente General, Corporación Nacional de Petróleo, Rep. Popular China.

Señor Presidente,
Señoras y Señores:

En primer lugar, quisiera expresar nuestro agradecimiento por la cordial invitación que nos ha hecho el gobierno de la República del Perú para participar en este simposium. Asimismo, me siento muy complacido de valerme de esta oportunidad para hacer una presentación de la cooperación extranjera en China en la explotación de los recursos petrolíferos de la plataforma marítima y para intercambiar ideas con ustedes sobre el particular, con la esperanza de promover nuestro mutuo conocimiento. Mi exposición se centrará en los dos aspectos siguientes:

I. Revisión General de la Industria Petrolera en China

China posee abundantes recursos petroleros y fue uno de los primeros países en descubrir y utilizar los recursos de petróleo y gas natural. Antes de fundarse la República Popular China, nuestra industria petrolera tenía una base débil. En 1949, la producción anual de petróleo crudo era de apenas

120,000 toneladas. Sólo después de la liberación, particularmente con el descubrimiento y explotación del campo petrolífero de Daging, tuvimos descubrimientos relativamente grandes y, con la práctica muchas experiencias de éxito, lo que dió ímpetu al desarrollo de toda la industria petrolera. Para fines de 1963, nuestra producción de petróleo fué básicamente suficiente para uso interno. Y desde 1965, somos autosuficientes en productos de petróleo. Durante los últimos años, y con la intensificación de las exploraciones geológicas, se han hecho nuevos y significativos descubrimientos al noreste de China, norte de China, desembocadura del Río Amarillo, Zhongyuan, así como al noroeste de China. Como resultado, en 1983 el petróleo reemplazado en el lugar ascendió a 500 millones de toneladas y en 1984 se logró un mayor crecimiento comparado con el de 1983. Desde 1978, la producción anual de petróleo crudo ha superado los 100 millones de toneladas. La producción anual de petróleo en 1984 alcanzó un nivel récord llegando a 114 millones de toneladas.

Este año se espera una mayor producción de petróleo crudo. Se estima que la producción anual ascenderá aproximadamente a 124 millones de toneladas y la de gas natural a 12.5 mil millones de metros cúbicos, lo que representará un aumento de aproximadamente 8.7% y 1.6%, respectivamente, en comparación con la producción de 1984.

Explotación de los Recursos Petrolíferos de la Plataforma Marítima en Comparación con Empresas Extranjeras

La apertura al mundo exterior es una política nacional básica. En su Informe de Trabajo del Gobierno presentado en mayo de 1984, el Premier Zhao Zhiyang dijo que la política de apertura al mundo exterior es una decisión correcta que obedece a la

situación actual de nuestro país. Debemos ejecutarla con determinación. Bajo la dirección de la política estatal unificada, todos los distritos locales y departamentos gubernamentales deben desarrollar activamente el comercio y las relaciones económicas exteriores, particularmente en lo que respecta a la utilización de la inversión extranjera y a la importación de tecnología avanzada, en que los alcances pueden ser aún más amplios y el progreso mayor. No hace mucho, el señor Gu Mu, consejero del estado, señaló además que para resolver los problemas de desarrollo económico tales como capital, tecnología, personal calificado, organización y administración de producción social en gran escala, etc., primero que todo dependeremos, por supuesto, de nosotros mismos. No obstante, la autodependencia no significa necesariamente que el desarrollo deba realizarse a "puertas cerradas". Necesitamos captar todas las oportunidades de relaciones de desarrollo con países extranjeros en cooperación económica y técnica y en intercambio, e importar capital, tecnología y personal calificado extranjero con el fin de expandir el comercio exterior y acelerar el desarrollo económico de nuestro país.

En 1979, con el fin de ejecutar la política abierta de nuestro gobierno y explotar nuestros recursos petrolíferos de la plataforma marítima de China, suscribimos ocho convenios con empresas petroleras extranjeras para realizar estudios geofísicos en zonas del Mar de China Meridional y el Sur del Mar Amarillo. En estas actividades han participado 48 empresas petroleras extranjeras de 13 países. En un período de algo más de un año se han realizado 110,000 kms. de estudios sísmicos en un área de 420,000 Kms^2, que proporcionaron las especificaciones para la primera rueda de cotizaciones para la explotación de petróleo en la plataforma marítima

Mediante negociaciones bilaterales y la primera rueda de cotizaciones, se han adjudicado 23 contratos a 31 empresas petroleras extranjeras de 9 países para las 5 áreas marítimas del Golfo Bohai, el Sur del Mar Amarillo, la desembocadura del Río Pearl, Yinggehai y Golfo Beibu del Mar de China Meridional, con un área total bajo contrato de 93, 289 km.^{2} Los dos mil millones de dólares U.S. de inversión en exploraciones comprometidas por las empresas extranjeras están siendo gastadas en la exploración de petróleo en estas zonas marítimas.

Debido a los esfuerzos realizados durante los últimos años, se han alcanzado logros evidentes en actividades de exploración y desarrollo en estas zonas, principalmente en los siguientes aspectos:

1) El tamaño del área del contrato China-Japón en el Golfo Bohai es de 25,500 Kms^2, donde se han perforado 11 pozos positivos y se han identificado 8 estructuras de filiación petrolífera. En el campo petrolífero de Chengbei en Bohai se han instalado dos plataformas de producción, habiéndose perforado 44 pozos de producción. Se espera que este campo petrolífero entre parcialmente en producción este año.

2) En el área del Contrato China-Francia en la zona del Golfo Beibu en el Mar de China Meridional, de 14 pozos perforados durante los últimos tres años, 9 han resultado positivos. Más importante aún son los 4 pozos altamente productivos perforados en el campo Wei 10-3. Tanto la parte china como la francesa han decidido ejecutar primero una "producción de prueba para su evaluación", con cuyo fin ya se ha iniciado el trabajo de ingenieria de construcción.

3) En agosto del año pasado, el primer pozo perforado en el campo Ya 13-1 en el área del contrato China-Estados Unidos en Yinggehai del Mar de China Meridional ha probado tener un flujo de gas de 1.2 millones de metros cúbicos diarios, y el segundo pozo 1.8 millones de metros cúbicos diarios. Ahora ambas partes están realizando el estudio de factibilidad para el desarrollo de este campo de gas.

4) Durante los últimos dos años se han perforado 17 pozos exploratorios en la desembocadura del Río Pearl en el Mar de China Meridional, de los cuales 7 tienen señales de petróleo y gas. En algunas áreas de contrato se han perforado pozos altamente productivos tales como el pozo Wenchang 19-1-2 probado a 503 m^3 en el Bloque 40/01 y otro en el bloque 16/08 que fue probado recientemente a 412 m^3.

5) En el área cooperativa al Sur del Mar Amarillo, en el primer pozo exploratorio perforado en 1984 se probó petróleo y se encontró un estrato relativamente grueso que indicaba un buen potencial para la prospección de petróleo.

Tal como prueba lo antedicho, existen buenas fuentes y condiciones de reservas petrolíferas en vastas zonas marítimas de China. Geólogos chinos y extanjeros están haciendo nuevos estudios de las relaciones fuente/reserva/roca sello en la plataforma marítima de China. Tenemos plena confianza de que junto con un mayor conocimiento de las riquezas de petróleo y gas en la plataforma marítima se lograrán progresos aún más significativos.

Las empresas petroleras extranjeras están siendo atraídas por estas buenas perspectivas geológicas para invertir en China, y

gradualmente se está implementando un ambiente de inversión. Por ejemplo, en la segunda rueda de cotizaciones que se inició en noviembre del año pasado, 27 empresas petroleras extranjeras han decidido comprar las bases para la parte oriental del área de Yinggehai, lo que es indicativo del éxito que se va a tener en esta segunda rueda.

Por qué se están alcanzando logros en cooperación extranjera? Todo se debe a que se ha formulado una serie de métodos al aplicar la práctica internacional a nuestras necesidades de acuerdo a las pautas de la política abierta de nuestro país. Estos son:

1) El gobierno ha promulgado leyes pertinentes
   Con el fin de satisfacer ls necesidades de la cooperación sino extranjera para la explotación de petróleo en la plataforma marítima, el 31 de Enero de 1982 el consejo estatal promulgó: "Regulaciones de la República Popular China para la Explotación de los Recursos Petrolíferos de la Plataforma Marítima en Cooperación con Empresas Extranjeras". El consejo estatal ha promulgado después sucesivamente la "Ley de Impuesto a la Renta de la República Popular China para Empresas Extranjeras", "Regulaciones Provisionales para el Control de Moneda Extranjera de la República Popular China", "Ley de Protección del Ambiente Marino de la República Popular China", "Ley de Seguridad de Tráfico Marítimo de la República Popular China", "Regulaciones sobre Protección Ambiental con Respecto a la Explotación de Petróleo en la Plataforma Marítima" y "Disposiciones de la Administración Aduanera y del Ministerio de Finanzas de la República Popular China Sobre la Tributación de Excepción de Aranceles y la Tributación de un Impuesto Industrial y

Comercial Consolidado sobre la Importación y Exportación de Bienes por Empresas Mixtas Sino-Extranjeras para la Explotación de Petróleo en la Plataforma Marítima", etc.; habiendo suministrado así la base legal para la cooperación sino-extranjera en la explotación de petróleo en la plataforma marítima.

Mientras tanto, hemos estudiado la política y legislación petroleras de los países productores de petróleo, y preparado los detalles y regulaciones de implementación apropiados para nuestra realidad, lo que ha facilitado la suscripción e implementación sin tropiezos de una serie de contratos. Particularmente, en el caso de la reducción de los precios mundiales del petróleo, se ha logrado gran éxito en la primera rueda de cotizaciones.

2) Se ha adoptado el enfoque de ruedas múltiples de cotización aplicadas ampliamente a nivel mundial.
El propósito de las ruedas múltiples de cotizaciones es proporcionar a los inversionistas extranjeros más oportunidades para invertir en un período comparativamente largo y garantizar reservas y producción en continuo crecimiento debido a la exploración y desarrollo petrolíferos de la plataforma marítima china.
Basados en el éxito de la primera rueda de cotizaciones y las actividades de exploración que se están desarrollando sin tropiezos, hemos iniciado oportunamente la segunda rueda de cotizaciones para el 22 de noviembre de 1985. Esta rueda de cotizaciones es aún más amplia que la anterior. En primer lugar, se han ofrecido áreas mucho más extensas, no sólo cubriendo el Sur del Mar Amarillo y la desembocadura del Río Pearl, sino incluyendo también un área de 13,000 kms^2 al este del área del contrato

Sino-Arco en Yinggehai. Dentro de esta zona existen más de 100 posibles estructuras de petróleo y gas, que indudablemente son muy atractivas. Segundo, es más amplia en sus términos para permitir que cotizen las empresas extranjeras, dando lugar a que intervengan tanto empresas que participaron, así como las que que no participaron en el estudio geofísico inicial. Sobre una base de igualdad y beneficio mutuo, de acuerdo con el caso actual, adoptaremos políticas más flexibles con el fin de garantizar una ganancia razonable para los contratistas extranjeros y para alentarlos a acelerar la exploración y desarrollo de toda clase de campos de petróleo/gas en la plataforma marítima.

3) Se está aplicando el principio de igualdad y beneficio mutuo a la cooperación sino-extranjera.

Tal como se especifica en las regulaciones referentes a la explotación de los recursos petrolíferos de la plataforma marítima en cooperación con empresas extranjeras, el gobierno chino protege las ganancias sobre las inversiones, intereses legales y actividades cooperativas de explotación de las empresas extranjeras que participan en la cooperación de conformidad con las leyes. Los contratistas extranjeros pueden recuperar su inversión y obtener su remuneración de la producción de conformidad con los contratos petroleros. Los contratistas extranjeros pueden transportar fuera de China el crudo que extraen y el crudo que compran, pueden remitir al exterior su costo recuperado, ganancias y otros ingresos legales. La importación de equipo y materiales requeridos para la implementación de los contratos petroleros gozarán de deducciones de impuestos, exoneraciones tributarias u otro tratamiento preferencial, de conformidad con las

regulaciones gubernamentales pertinentes. Estas regulaciones están debidamente incorporadas a los contratos.

En el transcurso de la ejecución de los contratos, insistiremos asimismo en el principio de la igualdad y beneficio mutuo. Aunque el sistema legal todavía no está implementado en su totalidad en China, se garantiza a los contratistas extranjeros que obtendrán una ganancia económica razonable en cualquier circunstancia que pudiera presentarse. Con el fin de fomentar el desarrollo de campos marginales, podemos adoptar algunos enfoques flexibles para permitir que las empresas extranjeras puedan recuperar normalmente sus costos y que obtengan ganancias razonables. La exploración de la plataforma marítima es por naturaleza una operación arriesgada, y prestaremos plena consideración a las empresas que todavía no han descubierto petróleo/gas en la fase de exploración y los alentaremos a que continúen su cooperación con nosotros.

Una vez que se hacen descubrimientos de tipo comercial, alentamos a las empresas extranjeras a que aceleren la perforación de evaluación y el estudio de factibilidad, con el fin de que esos campos se desarrollen lo más rápidamente posible para que recuperen sus gastos en exploración, obtengan el reembolso de su inversión e intereses y realicen sus ganancias.

4) Creación Activa de un buen ambiente de inversión para los Contratistas Extranjeros.

Nuestro gobierno ha dado gran énfasis a estos aspectos, por ejemplo:

(1) El monto total de los servicios logísticos y de contratación para operaciones en la plataforma marítima

es muy grande. En las "Regulaciones" y contratos se especifica que los bienes y servicios chinos tendrán preferencia sobre una base de igualdad en términos de precio, calidad, eficiencia y servicios. Todas las cotizaciones por servicios sub-contratados para las operaciones en la plataforma marítima se hacen mediante invitación internacional, lo que garantiza a los operadores extranjeros la obtención de servicios de alta eficiencia, alta calidad y bajo precio.

(2) Durante los últimos años hemos hecho grandes esfuerzos para mejorar las bases de suministro en Tanggu, Zhanjiang y Shekou-Chewan. Ahora ya están debidamente adecuadas y utilizables para astilleros de aguas profundas, almacenamientro de materiales, soplado de cemento, engrasado, fabricación y transporte de plataformas, helicópteros, comunicaciones, pronósticos del tiempo, reparaciones mecánicas, etc.

CNOOC ha organizado más de 12 empresas mixtas con firmas extranjeras capaces de proveer servicios de perforación en la plataforma marítima, instalación, registros de pozos, geofísicos, geológicos y análisis de testigos, etc. Además, CNOOC ha constituido 4 empresas mixtas con empresas locales para proporcionar servicios de helicópteros y transporte. Mientras tanto, cada empresa regional ha establecido relaciones cooperativas con varias docenas de empresas extranjeras.

En las bases de suministro se provee a los especialistas extranjeros y sus familias de instalaciones de alojamiento cómodas, y se atienden las necesidades de exploración de acuerdo con los contratos de la primera rueda.

(3) Se ha capacitado a un gran número de personas para que cooperen con las empresas extranjeras en las áreas de perforación, pruebas sísmicas, registro de pozos, transporte marítimo, fabricación de plataformas, etc.; así como en contabilidad, capacitación, adquisiciones, leyes, administración, etc. Están trabajando fuerte, estudiando bien y cooperando con las empresas extranjeras, lo que ha dado garantía al desarrollo sin tropiezos de las operaciones. En el futuro, vamos a invitar más extensamente a gente de talento, invitar a más especialistas extranjeros, capacitar a más personas calificadas, para que trabajen en la industria petrolera de plataformas marítimas.

Ahora se ha desarrollado a plena escala la segunda rueda de cotizaciones para la parte oriental de Yinggehai, desembocadura del río Pearl y la zona al Sur del Mar Amarillo. Pensamos que el círculo petrolero mundial participará activamente en la cotización competitiva. Esperamos cooperar con aún más empresas petroleras y de servicio. Puede preverse que la exploración y desarrollo petroleros de la plataforma marítima alcanzará una nueva y mucho mayor escala. Un espléndido nuevo escenario del petróleo de la plataforma marítima de China se presentará durante los últimos 15 años de este siglo.

Antes de concluir, quisiera referirme a la relación amistosa que existe entre China y Perú. Como bien sabemos todos, China y Perú son países en desarrollo del tercer mundo. Tenemos muchas cosas en común. La relación de amistad y cooperación de nuestros dos países continúa desarrollándose en las áreas de economía, comercio, cultura, etc. El conocimiento y amistad de nuestros dos pueblos están siendo continuamente promovidos y

profundizados. Pienso yo que con nuestros esfuerzos mutuos, con toda seguridad, la amistosa relación de cooperación entre China y Perú se intensificará aún más.

Muchas gracias.

ALGUNOS ELEMENTOS DE LA POLITICA ENERGETICA DE YUGOSLAVIA DESPUES DE LA CRISIS PETROLERA

DR. ZORAN PUPOVAC

ZORAN PUPOVAC

- Licenciado en Economía, Universidad de Belgrado.

- Especialización en Ciencias Económicas en Oxford, Cambridge.

- De 1970 a 1973 fue Consejero Personal del Presidente del Consejo Ejecutivo Federal de la RSF de Yugoslavia.

- De 1974 a 1977 Secretario Federal Adjunto del Ministerio de Economía y Comercio.

- De 1978 a 1979, Director General del Instituto Federal para los Precios.

- De 1980 a la fecha, Secretario General de la Asociación de Productores de Petróleo, Yugoslavia.

Introducción

Se ha preparado este trabajo como contribución al Coloquio Internacional Política Petrolera: Respuestas del Mundo, que se realiza en Lima del 27 de Febrero al 1 de Marzo de 1985, por iniciativa del Gobierno del Perú.

La industria yugoslava depende en múltiples formas del petróleo. Casi todos los aspectos de las actividades están presentes aunque, según las proporciones mundiales, a un nivel bajo, pero son muy importantes para un país en desarrollo.

Los siguientes son ejemplos de estas actividades:

- Tenemos una producción interna de petróleo crudo.
- Las dos terceras partes de las necesidades nacionales de petróleo son cubiertas por importaciones.
- Se han desarrollado grandes y modernas instalaciones de refinería.
- Existe una industria moderna básica para la producción petroquímica y de fertilizantes.
- Empresas extranjeras están haciendo exploraciones en el mar

Adriático a través de concesiones y empresas mixtas.
- Empresas yugoslavas participan en la exploración y producción de petróleo en otros países en forma de concesiones.
- Yugoslavia presta servicios de perforación y exploración petroleras en países en desarrollo.

Todo esto ilustra la importancia y efecto múltiple de cada cambio en la política petrolera mundial. Obviamente, Yugoslavia, así como la mayoría de países en desarrollo, es muy sensible a estos cambios, y las consecuencias de alteraciones las siente más fuertemente que los países desarrollados.

Al mismo tiempo, participamos diligentemente en todas las actividades que pueden contribuir al progreso más acelerado de los países en desarrollo y el establecimiento de relaciones económicas internacionales más justas en el mundo. En tal sentido, apreciamos mucho esta iniciativa del Gobierno del Perú y expresamos nuestro agradecimiento por la invitación que nos han hecho para asistir a este certamen.

Características Principales del Consumo de Energía

En la actualidad, Yugoslavia tiene un consumo total de energía primaria a un nivel de dos mil veces 10^{15} joules. En vista de la estructura de todas las fuentes energéticas, el consumo total de energía primaria podría expresarse como de aproximadamente 45 millones de toneladas equivalentes de petróleo (t.o.e.). Para un país con una población de unos 22 millones de habitantes, con una DNB al nivel de US$2,500 per capita y con una participación de la industria en el PBI de aproximadamente 45%, es obvio que el consumo de energía de unas 500 t.o.e. por millón de dólares U.S. de PBI está muy por debajo del nivel de los países desarrollados y algo por encima de algunos países en desarrollo. Al mismo tiempo, esto

demuestra que el actual nivel de consumo de energía así como el futuro debe ser mucho más alto. La mayor parte de este consumo (más del 60%) está cubierta por producción interna. Las diversas fuentes de producción son las siguientes:

Carbón	65 millones de toneladas
Petróleo	4 millones de toneladas
Gas natural	2 mil millones Nm^3
Hidroenergía	26 mil millones kWh
Energía nuclear	4.5 mil millones kWh

Al mismo tiempo, el 40% de las necesidades totales está cubierto por importaciones y como la mayoría de estas importaciones se hace en la forma de petróleo crudo y derivados del petróleo, y como el petróleo importado cubre las dos terceras partes del total de necesidades de petroleo, Yugoslavia es considerado un país importador de petróleo.

Transición de Energía

Yugoslavia tiene el siguiente patrón de consumo de energía, que es casi típico de los países en desarrollo. En la primera etapa, después de la Segunda Guerra Mundial, el carbón cubría más del 80% del consumo total de energía primaria pero la participación del carbón fue disminuyendo gradualmente y el papel del petróleo se hizo más prominente.

En 1973, cuando sobrevino la primera sacudida de los precios del petróleo, éste era nuestra fuente predominante de energía. Aunque se tomaron algunas medidas para estimular la producción interna de fuentes energéticas, no hubo grandes cambios en la situación hasta la segunda sacudida de 1979. No disminuyó la cantidad de energía requerida para producir una unidad de producto nacional.

Principalmente no se redujo el consumo de petróleo, y las importaciones de petróleo continuaron aumentando. Más bien, aumentó la proporción de petróleo utilizado para atender la demanda de energía final. La producción interna de energía aumentó en casi un millón de toneladas. No se explotó mucho el ahorro de energía a través de un mejor mantenimiento y control. En general, los elementos que representan la transición de energía no fueron satisfactorios.

Hubo tres etapas en las medidas de política económica adoptadas después de la crisis petrolera:

Etapa 1. Estímulo de la producción de fuentes internas. A principios de la década de 1970, los esfuerzos se concentraron en aumentar la inversión en la producción interna de carbón, estimular la exploración de petróleo y gas y mejorar la situación económica de estas industrias mediante cambios en los precios relativos.

Lamentablemente, en el lado de la demanda, se hicieron ensayos para disminuir el impacto de los crecientes precios de las importaciones debido al temor a la inflación. El resultado fue que el consumo continuó aumentando, el déficit y la deuda externa aumentaron tremendamente y la porción de la mayor producción interna permaneció casi sin cambio alguno.

Etapa 2. Menor consumo. La elevación de las tasas de interés mundiales y los problemas del déficit en constante crecimiento del comercio exterior, obligaron a tomar medidas para disminuir la importación de petróleo crudo. En 1979, aproximadamente el 25% de los ingresos de importaciones se gastaron en petróleo crudo. La cantidad total de petróleo crudo importado fue casi 11.8 millones de toneladas y más de 1 millón de toneladas de productos derivados. durante los cuatro años siguientes se ha venido experimentando una

constante disminución y en 1982 la cantidad bajó en 28%, al nivel de 8.6 millones de toneladas.

Las medidas fueron muy fuertes e incluían cupones de gasolina, limitación en el número de automóviles, camiones, tractores de las empresas, etc.

Durante la primera mitad de 1983 se hizo evidente que los efectos adversos eran mayores que los ahorros. Occurrieron serias obstrucciones de tráfico, los turistas abandonaron el país, la cosecha de productos agrícolas no se podía hacer adecuadamente y, por encima de todo, la tasa de crecimiento disminuyó casi a cero. El país se vió forzado económicamente a aumentar la importación de petróleo crudo.

Etapa 3. Estímulo a la exportación de bienes y servicios. La situación existente indujo a hacer un cambio de una política económica defensiva a una ofensiva. Las exportaciones se convirtieron en la tarea principal de todas las empresas. Se adoptó todo el espectro de medidas, entre ellas:

- Una política muy activa de tasa de cambio con devaluaciones casi permanentes de la moneda nacional.
- Un agudo aumento de las tasas de interés internacionales.
- Ventajas y prioridad en los limitados volúmenes de crédito.
- Reducción de impuestos y otras obligaciones.

Como consecuencia, la participación de la exportación de bienes en el PBI aumentó de 13.5% en 1981 a 15.4% en 1983, con una tendencia constante de crecimiento. Consiguientemente, en general las importaciones en 1984 fueron mayores en un 2.5%, la importación de petróleo crudo superó los 10 millones de toneladas, lo que significa 1.5 millones de toneladas más que dos años antes. El plan para este

año está al mismo nivel, previéndose que las importaciones de petróleo crudo lleguen a 11.0 millones de toneladas.

¿Qué experiencia se ha ganado de estas tres etapas? En primer lugar, el problema del petróleo, o de la energía en general, no puede resolverse sólo con medidas en el campo energético. Segundo, el desafío del petróleo debe ser incluído en la filosofía general de la política económica y debe ser considerado como un factor que induce a cambios en la producción e inversiones y, sobre todo, que aumenta el comercio exterior.

Por último, pero no por ello menos importante, en vista de lo antedicho, la actual situación petrolera indica que este problema no puede ser resuelto por un solo país sino en conjunto, lo que quiere decir a nivel internacional.

Recomendaciones para una Política Económica

En vista de la experiencia de Yugoslavia desde 1973 hasta el presente, las posibles recomendaciones para una política económica que resuelva el problema del petróleo deben tomar en cuenta algunas limitaciones cruciales:

a. Tasas de crecimiento

En el caso de los países en desarrollo, no se puede lograr una rápida adaptación a las condiciones del mercado mundial al precio de un menor crecimiento económico. Las capacidades industriales, agrícolas y de otra índole desarrolladas mediante préstamos muy costosos y grandes esfuerzos, deben estar en operación y servir a los pueblos. Se necesitan nuevas inversiones para mejorar las posibilidades de resolver un grave problema: el desempleo.

b. Estructura de la Producción

La etapa más importante del proceso de desarrollo es la construcción de estructuras de producción que constituyen la base para la diversificación. Esto significa industria básica y pesada, mecanización de la agricultura, mayor uso de fertilizantes, desarrollo del turismo, mayor número de vehículos motorizados, etc. Todos ellos son sectores intensivos de energía. Dejar atrás esta forma de desarrollo y reemplazar esta estructura es casi imposible.

c. Consumo de Petróleo

En lo que respecta al próximo futuro, es evidente que el consumo de petróleo continuará siendo una fuente energética dominante o, por lo menos, muy importante, en particular para los países en desarrollo. Aparte de la necesidad de crecimiento económico y de una estructura de producción, hay algunas otras razones para esto:

- Mayores tasas de crecimiento demográfico.
- Migración urbana.
- Sustitución de energía no comercial por energía comercial, etc.

Teniendo en cuenta que el petóleo se utiliza como fuente de calor y energía, energía kinética y materia prima para productos químicos, son predominantes los factores conducentes al crecimiento de su consumo.

En tales circunstancias, la política económica y, en particular, la politica energética deben seguir las siguientes recomendaciones:

1. Estímulo a la Producción Nacional

No hay lugar a dudas de que deben adoptarse todas las medidas

posibles para promover la producción interna de petróleo, gas, carbón y de fuentes de energía hidroeléctrica y de otra índole. La política de sustitución de importaciones debe ser el primer paso de la política energética, aunque existen algunos obstáculos tales como el costo de inversiones y depreciación, eficiencia relativa en términos de producción económica comparada con otras industrias, impacto sobre el medio ambiente y otros.

El espectro de medidas es bastante conocido. El estímulo y promoción podrían efectuarse a través de políticas fiscal, de inversiones y de precios. Además, de ser posible, deben adoptarse otras medidas para cada área específica de producción, como por ejemplo:

- Aplicación de técnicas modernas de exploración y de técnicas secundarias y terciarias.
- Apertura de la minería de carbón en pequeña escala.
- Instalaciones hidroeléctricas de pequeña escala.
- Utilización de energía geotérmica.
- Utilización de biocombustibles, etc.

2. Ahorro de Energía

Todos los países están aplicando ya medidas para el ahorro de energía. Estas medidas deben continuar, especialmente si están dando lugar al mejoramiento del índice de eficiencia energética. Se podrían lograr algunas mejoras en la política futura de inversiones evitando las instalaciones intensivas de energía. En general, no debe esperarse resultados espectaculares.

3. Aumento de Precios relativos de las Fuentes Energéticas

El momento más doloroso para casi todo el país importador de

energía es cuando se enfrenta al hecho de que es necesario aumentar los precios de la energía. Es evidente el impacto que se causa en la tasa general de inflación, debido a que estos bienes van a todos los sectores. No obstante, esto es definitivamente necesario, por lo menos, por las dos razones siguientes:

- Primero, ésta es la forma económica más apropiada para estimular la producción interna y las inversiones en este campo.
- Segundo, ésta es la única forma para que todos comprendan que ha pasado definitivamente la era de la energía barata.

4. Aumento de las Exportaciones y Cooperación Económica

Las únicas tácticas económicas ofensivas que podrían dar lugar a una tasa de crecimiento conveniente son el aumento de los ingresos de exportaciones o una total cooperación económica. Por supuesto que es mucho más fácil decirlo que hacerlo. Por esta razón, es necesario considerar más detalladamente las formas de implementar esta tarea. En primer lugar, existen dos formas para aumentar las exportaciones:

a. Como resultado de los esfuerzos generales de la economía: La mejor forma es lograr la llamada economía "orientada a las exportaciones". El interés por las exportaciones debe convertirse en el elemento clave de prácticamente toda empresa. No hay sectores especiales orientados a las exportaciones, y no existen medidas especiales para estimular e impulsar las exportaciones. Las exportaciones deben volverse rentables debido a la tasa de cambio. La situación es similar cuanto las exportaciones se producen como consecuencia de que no existe mercado en el país.

Disminuye la intensidad del consumo interno y aumenta el salvataje. Algunas veces, el precio que se paga por esto es muy doloroso, especialmente a nivel social. La tasa de inflación aumenta y el mercado interno no es debidamente abastecido. No obstante, este precio es mucho menor que el retraso del crecimiento económico que a la larga produciría la misma situación negativa.

b. Mediante arreglos especiales en los países en desarrollo: El hecho es que los obstáculos principales para promover las exportaciones de los países en desarrollo está en la esfera de la competencia. Indudablemente, los precios mundiales deberían ser la única orientación. Al mismo tiempo, ésta podría ser la razón para no estar presentes en el mercado mundial. El mismo problema podría surgir con relación a la calidad de los productos.

Una de las formas para evitar estos problemas podría ser la de hacer convenios especiales entre países. Esto podría hacerse entre países exportadores e importadores de petróleo, pero también entre cualesquiera países.

Lo cierto es que para la mayoría de países en desarrollo exportadores de petróleo, el petróleo es su único o principal producto de exportación y, al mismo tiempo, el factor clave para su desarrollo. Para ello tienen tres alternativas.

- Primero, lo venden por dinero en efectivo a compradores regulares.
- Segundo, lo venden al mercado de spots, y
  Tercero, los venden mediante arreglos especiales.

La primera opción continúa siendo dominante, pero está decreciendo, especialmente en lo que respecta al comercio con los países en desarrollo.

La segunda posibilidad es pequeña, y está dando lugar al deterioro del nivel de precios.

Pareciera que la tercera solución podría ser de interés para ambas partes. La idea principal es crear o agrandar el mercado externo para los dos países. El país exportador de petróleo está comprando los bienes u obteniendo inversiones que posiblemente no serían de primera prioridad con ingresos ganados sólo a través de contratos ordinarios. El país importador de petróleo está obteniendo petróleo crudo, lo que no podría hacer con los ingresos usuales de exportación. Éstos no son arreglos de trueque pues al final el pago se hace en efectivo, pero su principal característica es que cada país puede importar sólo si el otro país está comprando aproximadamente al mismo nivel. Al mismo tiempo, estos arreglos ofrecen otras muchas ventajas con respecto a la banca y en otros aspectos. Las técnicas podrían ser muy diferentes con respecto al comercio total o a algunos proyectos grandes o contratos comerciales singulares. Esto no implica una clase de moneda de compensación, pues en cualquier momento los arreglos podrían convertirse en una base ordinaria de moneda dura. Al mismo tiempo, se ayudaría mucho a mejorar la exploración del mercado, a familiarizarse con los planes de desarrollo, a establecer contactos directos entre las empresas y a coordinar muchas acciones. En términos generales, dará lugar a una mayor cooperación y al mejoramiento del comercio exterior en general sobre una base de reciprocidad.

Esta filosofía podría aplicarse a cualquier producto y entre cualesquiera dos países. En el caso de los países en desarrollo, ésta podria ser una forma para salir de los graves problemas actuales de balanza de pagos y desarrollo en general.

Hay quienes opinan que la otra forma es aplicar presión o esperar que disminuya el precio del petróleo crudo.

Las autoridades yugoslavas no comparten la opinión de que los precios de la OPEP constituyen la causa principal de los actuales problemas de los países en desarrollo. Es un hecho que el aumento de los precios del petróleo causaron un grave deterioro de la balanza de pagos así como serias dificultades. Como país importador de petróleo, Yugoslavia lo ha sentido intensamente. A pesar de ello, ya en 1973, el Presidente Tito hizo declaraciones muy claras en el sentido de que los países productores de petróleo deberían recibir un ingreso justo de su fuente principal de recursos y que tienen derecho al desarrollo al igual que cualquier otro país. En muchos aspectos, la mayoría de ellos todavía son países en desarrollo, y la disminución del precio del petróleo crudo no dará lugar, a la larga, al desarrollo más rápido de estos países. Ayudará por cierto a los países importadores de petróleo a resolver, o temporalmente superar, problemas de su balanza de pagos, pero en mayor grado dará lugar a una mayor dependencia de los países desarrollados y, consiguientemente, a mayores problemas económicos.

El mundo, y especialmente los países en desarrollo, deberían usar el desafío del petróleo para aumentar su producción interna, intensificar el comercio y, aunque a primera vista parezca una paradoja, mejorar el proceso de desarrollo.

LA EVOLUCION RECIENTE DE LOS TERMINOS Y CONDICIONES CONTRACTUALES DE LA INVERSION PETROLERA PARA NUEVAS EXPLORACIONES

ING. PEDRO VAN MEURS

PEDRO VAN MEURS

- Presidente Van Meurs and Associated, Ltd.

- Profesor de Economía y Geología de la Universidad de Utrecht.

- Consultor Senior de Petróleo de The United Nations Centre on Transnational Corporations.

El tema que a continuación desarrollaré es el siguiente:
LA EVOLUCION RECIENTE DE LOS TERMINOS Y CONDICIONES CONTRACTUALES DE LA INVERSION PETROLERA PARA NUEVAS EXPLORACIONES

El Desenvolvimiento del Precio del Petróleo

Probablemente, el factor mas importante que ha propiciado los recientes acontecimientos respecto a los términos y condiciones de los arreglos petroleros de exploración y producción ha sido el dramático cambio de expectativas en cuanto al desenvolvimiento a largo plazo del precio mundial del petróleo. Debe entenderse que la mayor parte de la exploración internacional se realiza en base a una planificación a largo plazo sobre precio y otras condiciones económicas. Por lo general, existe un período de 5 a 10 años entre la fecha de perforación de un pozo exploratorio y la fecha en la que un campo petrolero alcanza su producción máxima. Por lo tanto, lo que determina una decisión de inversión exploratoria es el pronóstico del precio del petróleo para los siguientes 5 ó 10 años.

Existe definitivamente una enorme diferencia entre las expectativas

esperadas por la industria petrolera para el período 1979-1982 y lo que las expectativas son en la actualidad.

Expectativas del Precio Petrolero durante el Período 1979-82

El precio oficial de venta del petróleo Arabe Liviano era, el primero de Enero de 1979, de 13.34 dólares por barril. Posteriormente, el precio se incrementó a 34.00 dólares por barril en el corto lapso de 3 años. Este rápido incremento en el precio determinó las expectativas durante el período 1979-80.

Durante estos años, la mayoría de economistas petroleros en el mundo creyeron que la relativa escasez del petróleo en relación a su demanda potencial había creado una situación en la que se esperaba que los incrementos de precio prosiquieran.

Este punto de vista lo compartían compañías petroleras y gobiernos basándose en el hecho de que el petróleo convencional es un recurso no renovable. Las reservas probadas de petróleo alcanzan los 650 mil millones de barriles. Los Geólogos petroleros estiman, en promedio, que existen unos 925 mil millones de barriles de petróleo convencional todavía por ser descubiertos.

En 1979, el consumo mundial de petróleo convencional fue cerca de 22 mil millones de barriles. Es decir, se estimó que las reservas probadas eran suficientes, a una tasa de consumo constante, para 30 años solamente y para un lapso mucho menor si la demanda tendía a incrementarse. Por ello se pensó que los fuertes incrementos en el precio del petróleo eran un resultado lógico de la seria e inevitable escasez de petróleo convencional durante los próximas décadas.

Durante los años 1980-81 la mayoría de economistas esperaban que el precio del petróleo se incrementara continuamente a una tasa mayor que la inflación. Un punto de vista comunmente expuesto era que los incrementos anuales en el precio fuesen la tasa de inflación más uno o dos puntos más. De hecho, esta expectativa fue tan fuerte que, incluso, algunos gobiernos introdujeron esta noción en su legislación, su política o sus arreglos. Por ejemplo, el gobierno canadiense incluyó en su programa energético de 1980 una escala de precios domésticos del petróleo que consideraba incrementos de precios de hasta 50.00 dólares americanos (66.75 dólares canadienses) por barril para 1990.

En los Estados Unidos, en 1980 se introdujo un impuesto especial sobre utilidades extraordinarias con el objeto de gravar la enorme diferencia esperada entre el precio mundial del petróleo y el precio base. Oficialmente se esperaba que este impuesto produjera más de 200 mil millones de dólares en un período de diez años.

Durante el período de 1979-82, la actividad exploratoria de las compañías petroleras privadas, así como estatales se incrementó enormemente. En todo el mundo se celebraron arreglos innovadores que reflejaban precisamente esta situación general de optimismo.

Expectativas del Precio del Petróleo durante el Período 1982-85

No fue sino hasta mediados de 1982 cuando las expectativas acerca del futuro del precio del petróleo empezaron a cambiar. Durante ese año, los precios SPOT empezaron a decaer a niveles por debajo de los precios oficiales de venta. La demanda petrolera declinó de 22 mil millones de barriles en 1979 a 19 mil millones en 1982. Compañías petroleras y gobiernos empezaron a cambiar sus predicciones de precios fuertes y en aumento a nuevos escenarios en los cuales se esperaba que los precios simplemente persiguiesen a la inflación y

apogeo de la actividad perforadora en América del Norte se alcanzó en 1981 cuando 4,233 perforadoras se encontraban en operación. Para 1984 se espera que la cifra sea cerca de 2,700; esto significa un descenso de 36% en América del Norte. Fuera de esta área el mejor año de actividad perforadora fue 1982 cuando 1,477 perforadoras se encontraban en operación. Para 1984, se espera que la cifra sea cerca de 1,200 perforadoras, lo cual representa un descenso de 19%.

No obstante, debe notarse que estas cifras incluyen perforadoras utilizadas para perforaciones de desarrollo de campo. Es probable que el descenso en las expectativas de precio hayan tenido un impacto más fuerte en la perforación exploratoria que en la perforación de desarrollo y, por lo tanto, la nueva perforación exploratoria haya declinado más drásticamente de lo que las cifras sugieren.

Es difícil predecir los efectos para los próximos años. Existen algunas indicaciones de que el descenso se ha asentado. En América del Norte, la actividad perforadora en 1984 fue un poco más alta que en 1983. Se espera que, durante 1985, esta tendencia se extienda al resto del mundo. El descenso en la actividad perforadora ha creado presiones descendientes en los costos de perforación, lo cual actuará como un factor de contrapeso en el descenso de la actividad perforadora.

Los nuevos acontecimientos en el precio, la persistente demanda petrolera mundial y, como resultado, la relativa falta de interés en la exploración petrolera han creado una nueva realidad, la cual debe ser considerada en la elaboración de términos y condiciones para nuevos arreglos de exploración y producción para aquellos gobiernos que decidan reeevaluar su política petrolera.

Durante este breve resumen de los recientes acontecimientos respecto

que permaneceran así constantes por cierto tiempo, en términos reales.

Empero, estos pronósticos debieron ser nuevamente revisados en forma descendente. Al comienzo de 1983, se desarrollaron severas presiones descendientes en el precio del petróleo. El precio del petróleo Arabe Liviano descendió de 34 a 29 dólares para el primero de Abril de 1983. La reducción de precio, sin embargo, no alivió las presiones descendientes sobre el precio, lo cual produjo un deterioro adicional en el precio llegando a 28 dólares el primero de febrero del corriente año. Algunos analistas todavía esperan que el precio se deteriore aún más. La actual expectativa promedio sobre el futuro precio mundial del petróleo es que probablemente descienda aún más ó que permanezca constante en términos de dólares corrientes por lo menos por algunos años. Tal vez hasta finales de los años 80 el precio empiece a caminar a la par de la tasa mundial de inflación. Finalmente, durante los años 90, puede que ocurran presiones ascendentes en el precio en la medida en que las reservas probadas de petróleo convencional se agoten gradualmente. Este punto de vista es considerado más pesimista que la opinión existente en el período 1979-81; esto puede observarse en base a las expectativas de precios para el año dos mil.

La expectativa original era que el precio sería de $ 57 (dólares de 1985); ahora la expectativa es de un precio de 29.00 dólares (dólares de 1985), es decir, alrededor de la mitad de lo que originalmente se anticipaba.

El Efecto de las Expectativas de Precios más Bajos

La actividad perforadora mundial declinó substancialmente entre 1982 y 1984 como consecuencia de menores expectativas de precio. El

apogeo de la actividad perforadora en América del Norte se alcanzó en 1981 cuando 4,233 perforadoras se encontraban en operación. Para 1984 se espera que la cifra sea cerca de 2,700; esto significa un descenso de 36% en América del Norte. Fuera de esta área el mejor año de actividad perforadora fue 1982 cuando 1,477 perforadoras se encontraban en operación. Para 1984, se espera que la cifra sea cerca de 1,200 perforadoras, lo cual representa un descenso de 19%.

No obstante, debe notarse que estas cifras incluyen perforadoras utilizadas para perforaciones de desarrollo de campo. Es probable que el descenso en las expectativas de precio hayan tenido un impacto más fuerte en la perforación exploratoria que en la perforación de desarrollo y, por lo tanto, la nueva perforación exploratoria haya declinado más drásticamente de lo que las cifras sugieren.

Es difícil predecir los efectos para los próximos años. Existen algunas indicaciones de que el descenso se ha asentado. En América del Norte, la actividad perforadora en 1984 fue un poco más alta que en 1983. Se espera que, durante 1985, esta tendencia se extienda al resto del mundo. El descenso en la actividad perforadora ha creado presiones descendientes en los costos de perforación, lo cual actuará como un factor de contrapeso en el descenso de la actividad perforadora.

Los nuevos acontecimientos en el precio, la persistente demanda petrolera mundial y, como resultado, la relativa falta de interés en la exploración petrolera han creado una nueva realidad, la cual debe ser considerada en la elaboración de términos y condiciones para nuevos arreglos de exploración y producción para aquellos gobiernos que decidan reeevaluar su política petrolera.

Durante este breve resumen de los recientes acontecimientos respecto

a los términos y condiciones de los arreglos petroleros de exploración y producción, me gustaría subrayar varios elementos que podrían contribuir a la estimación de tópicos que se elaboren, en particular, me gustaría referirme a:

... Los nuevos tipos de arreglos petroleros que se han elaborado durante el período 1979-82;

... el efecto del descenso en las expectativas acerca del precio futuro del petróleo en el mundo respecto a las utilidades provenientes de la exploración y producción. En este caso, me gustaría considerar las inversiones petroleras en Noruega e Indonesia para citar un ejemplo;

... la manera en la que algunos gobiernos en los países industrializados se encuentran ajustando sus términos y condiciones;

... la importancia de términos y condiciones que proporcionen una diferencia significativa entre el análisis económico de un arreglo petrolero en una base individual o incremental. Esta característica se evidenciará cuando analice los términos y condiciones del Reino Unido para sus áreas marítimas del Mar del Norte;

... la importancia de términos y condiciones que proporcionen un arreglo petrolero sensitivo al precio. Este rasgo se analizará en base al arreglo petrolero de Liberia; y,

... finalmente, una revisión del impacto del posible deterioro del precio en los posibles flujos de capital destinados a nueva exploración.

Arreglos Petroleros del Período 1979-1982

Probablemente se ha notado que uso el término "arreglo petrolero" y no "contrato". El término "arreglo" incluye cualquier posible relación entre gobiernos y compañías, tales como concesiones, arrendamientos, operaciones conjuntas, contratos de participación en

la producción, contratos de servicio, etc. Es un término útil para analizar la situación petrolera mundial.

En el período 1979-82, ocurrieron grandes acontecimientos en los términos y condiciones de los arreglos petroleros:

... primero, existió una tendencia hacia arreglos petroleros amplios;

... segundo, existió una tendencia hacia términos y condiciones fiscales con miras al uso de la rentabilidad de las operaciones como la principal variable en la determinación de la parte que corresponde al sector gubernamental.

Por lo tanto, me gustaría discutir con ustedes ambos acontecimientos:

Arreglos Petroleros Amplios

Con anterioridad a 1979, la mayoría de arreglos petroleros podían ser calificados como concesiones, operaciones conjuntas o arreglos de participación en la producción. Desde el punto de vista nacional, cada uno de estos tipos de arreglo tiene sus propias ventajas y desventajas. Durante el período 1979-1982, se introdujeron nuevos tipos de arreglos que podrían llamarse "arreglos petroleros amplios", los cuales generalmente incluyen las siguientes características:

(a) Un nuevo énfasis en colocar el arreglo en un contexto de reglamentación petrolera a ser administrado directamente por el Gobierno con la obvia facultad de enmendar o introducir nueva reglamentación de vez en cuando. La experiencia de los países del Mar Norte particularmente al administrar las actividades realizadas en las áreas marítimas que evidenció la necesidad de practicar un enfoque flexible en cuanto a la reglamentación y enfatizó la necesidad de una fuerte administración a manera de evitar accidentes y asegurar el desarrollo óptimo del petróleo y gas descubierto.

(b) Entre los componentes más importantes del sistema fiscal resurgieron las regalías e impuesto sobre la renta corporativa. Estas estipulaciones se adoptaron esencialmente de las concesiones anteriormente existentes. Las regalías y el impuesto sobre la renta son fuentes directas de ingresos al Tesoro Nacional y proporcionan, por lo tanto, la ventaja de un beneficio fiscal inmediato.

(c) La inclusión de normas de operación conjunta, generalmente se basa en la participación de una compañía nacional después de haberse comprobado un descubrimiento comercial; en otras palabras, era un interés llevado. Estas normas se adoptaron de contratos de operación, conjunta o asociación existentes en Colombia y Egipto; así como, las cláusulas de interés llevado existentes en Noruega y Holanda. Dichas estipulaciones proporcionan el beneficio de involucrar a la compañía petrolera nacional directamente en el manejo y, a veces, en el financiamiento de las operaciones, lo cual le proporciona una valiosa forma de canalizar en mejor manera la transferencia de tecnología y conocimiento técnico proveniente de dichas operaciones.

(d) La inclusión de una participación en la producción, consistente en una escala progresiva relacionada al nivel de la producción. Estas estipulaciones se originaron de contratos de participación en la producción. Dichas estipulaciones tienen la ventaja de que un gran volumen de petróleo es directamente propiedad de la empresa petrolera estatal. El petróleo puede ser utilizado para cubrir las necesidades de abastecimiento nacional o para la exportación. La participación de escala progresivas aseguran que la nación se beneficie significativamente en el caso de descubrimientos gigantescos, y

evitan que los campos petroleros marginales se sobrecarguen con términos y condiciones inaceptables.

En otras palabras, puede verse claramente como los arreglos petroleros amplios tratan de combinar los beneficios al país del sistema de concesiones, de los contratos de operación conjunta y de los contratos de participación en la producción existentes anteriormente. Durante el período 1979-82, varias naciones pusieron en marcha arreglos petroleros amplios, tales como:

... La República Popular de China
... India
... Jamaica
... Malasia
... Tanzania; y,
... Liberia

Participación Gubernamental basada en Rentabilidad

En Holanda y el Reino Unido se introdujo, antes de 1979, el concepto de relacionar la participación gubernamental a la rentabilidad. En Holanda, por medio de una participación especial en las utilidades; y, en el Reino Unido a través del impuesto de ingresos petroleros (PRT). En ambos sistemas las compañías petroleras deben pagar una parte de la utilidades una vez los costos de las operaciones hayan sido recuperados. Debido a una variedad de descuentos, el sistema no exige el pago de una parte de las utilidades en caso de tratarse de campos petroleros marginales.

En el período 1979-82, los arreglos petroleros conteniendo las estipulaciones especiales que relacionaban la participación gubernamental a la rentabilidad de campos petroleros alcanzaron una

aceptación generalizada. Sin embargo, existe una notable diversidad de fórmulas y conceptos. Algunas de las más interesantes introducidas en este período fueron:

... en Canadá, regalías de incremento progresivo en tierras federales; en este sistema las compañías deben pagar un 40% de las utilidades en exceso de una tasa de retorno de 25% sobre la porción no depreciada del saldo del capital invertido;
... en Australia, el impuesto sobre la renta de recursos, el cual es un impuesto de 40% sobre cualquier utilidad en exceso de un punto marcador que se define como el flujo de caja acumulado incluyendo una tasa de retorno de 15% más la tasa prima existente en esos momentos;
... en Liberia, existe una escala progresiva de participación en la producción basada en una tasa de retorno real después de cubrir los impuestos.

El principal objetivo político para la introducción de estos esquemas de participación en las utilidades fue disminuir las posibles utilidades extraordinarias sin dañar la economía de los campos marginales o campos con una rentabilidad promedio. Al mismo tiempo, se buscó alcanzar una división justa de beneficios entre el gobierno y las compañías petroleras.

El Efecto del Deterioro del Precio en las Expectativas de Utilidades

El masivo deterioro en las expectativas respecto al precio mundial del petróleo ha creado, por supuesto, un descenso considerable en las utilidades esperadas sobre la producción. Por ejemplo, sería

interesante observar el efecto en la rentabilidad de la producción petrolera en dos países: Noruega e Indonesia. Ambos arreglos son considerados "duros" por la industria petrolera y, como consecuencia, un deterioro en las expectativas de precio tiene un serio impacto en ambos arreglos.

En Noruega, el arreglo petrolero contiene las siguientes estipulaciones:

(a) Una regalía de escala progresiva que se inicia en 8% y se eleva a 16%.
(b) Un impuesto sobre la renta corporativa de 50.8%.
(c) Un impuesto especial de 35% con un libre descuento impositivo.
(d) Una participación estatal después de un descubrimiento comercial.

En Indonesia, el arreglo petrolero contiene las siguientes estipulaciones:

(a) Un pago de firma y pagos de producción;
(b) Un 25% de la parte de la producción del contratista debe ser suministrada para el consumo local al precio de veinte centavos de dólar por barril;
(c) El contratista tiene derecho a 34.0909% del petróleo-utilidad, después de la recuperación de costos;
(d) Un impuesto sobre la renta corporativa de 45%.
(e) La inclusión en la operación de un participante indonesio en base a un interés llevado de 10% de la operación.

Las tablas 1 y 2 muestran el resultado del análisis económico de un campo petrolero típico para cada área en base a las expectativas de precio prevalencientes en el período 1980-81 y en base a las expectativas presentes.

Puede verse como los ingresos brutos y el flujo de caja neto de las compañías petroleras se reducen a cerca de la mitad de la cantidad esperada en el período 1980-81 en base a las expectativas actuales.

La tasa de retorno del flujo de caja total se ha reducido de 30% a 20% en Noruega y de 33% á 23% en Indonesia. Es decir, un descenso de casi 10% en ambos casos.

Esto significa que lo que se esperaba fueran campos petroleros altamente atractivos, ahora debemos considerarlos marginales. Debe enfatizarse aquí que la tasa de retorno no incluye riesgo. Consecuentemente, la tasa de retorno sería considerablemente menor si el análisis incluyese apropiadamente el riesgo exploratorio, por ejemplo distribuyendo un número de pozos secos al flujo de caja, el cual representaría el riesgo incurrido en el área relacionada al descubrimiento de un campo petrolero significativo.

Cambios en los Términos y Condiciones en el Reino Unido

El descenso en el precio ha obligado a algunos gobiernos a reducir sus términos y condiciones fiscales a manera de mantener un nivel atractivo de rentabilidad en la industria. Los cambios más notables ocurrieron en el Reino Unido. Con anterioridad a 1983, los términos y condiciones eran esencialmente los siguientes:

(a) Una regalía del 12.5%.
(b) Un impuesto sobre la renta corporativa del 52%.
(c) Un impuesto sobre los ingresos petroleros del 70% con una cantidad exonerada de medio millón de toneladas al año.

Desde 1984, el Reino Unido ha reducido sus términos y condiciones de la siguiente manera:

(a) La regalía fue eliminada
(b) El impuesto sobre la renta corporativa se redujo a un 35%
(c) El impuesto de ingresos petroleros es ahora de 75%, sin embargo, la cantidad exonerada es de un millón de toneladas al año.

En la tabla 3 puede apreciarse cómo estos cambios han tenido un impacto dramático en la rentabilidad de un campo petrolero de 100 millones de barriles.

De acuerdo a las expectativas de precio de 1980-81, las compañías petroleras esperaban una tasa de retorno de cerca de 33%. Al mismo tiempo la participación gubernamental era de 71%.

De acuerdo a las expectativas de precio actuales, el mismo campo petrolero resultaría en una tasa de retorno de 21%. La participación gubernamental habría declinado un poco a unos 70% basado en el sistema pre-1983.

El nuevo sistema establecido en 1984 practicamente restaura la rentabilidad original. La tasa de retorno se ha incrementado a 28% para el mismo campo petrolero. Esto se logró, sin embargo, con base a una reducción significativa de la participación gubernamental de 70% a 39%. Esta reducción es particularmente significativa para campos petroleros pequeños, los cuales se benefician de la cantidad exonerada del impuesto sobre ingresos petroleros.

El motivo político detrás de la reducción de la participación gubernamental es que el Reino Unido desea mantener un alto nivel de actividad industrial basada en la exploración y producción del Mar del Norte y, al mismo tiempo, mantener su autosuficiencia durante la totalidad de la década de los años 90.

Debe notarse en este contexto, que el nivel de participación gubernamental en un país industrializado como el Reino Unido, no es tan importante como podría serlo para países en desarrollo. La mayor parte de las utilidades petroleras se reinvertirán en el Reino Unido, lo cual creará empleos y actividad industrial.

La Importancia de la Economía de Inversión incremental

En una situación de deterioro de precios, las compañías petroleras tienen problemas manteniendo un adecuado flujo de caja. La mejor forma de mantener un flujo de caja es invirtiendo en exploración adicional de tal manera que la misma inversión logre un aplazamiento o reducción del impuesto sobre la renta corporativa, de los pagos de participación en la producción u otros pagos al gobierno.

En la mayoría de casos, los gobiernos proporcionan un tratamiento fiscal favorable, en el que las compañías petroleras reinvierten sus utilidades de exploración. Por ejemplo, algunas veces las inversiones exploratorias pueden ser deducidas, al determinarse el impuesto tributable, en el año en que se efectúan, sin considerar si la producción ha resultado de tal exploración. En otras palabras, la inversión de exploración resulta directamente en una reducción de los impuestos tributables en el año en que la inversión se efectuó.

En caso de un contrato de participación en la producción, también existen reducciones similares en los pagos si el contratista invierte en la misma área contractual en exploración adicional. Además, estas inversiones pueden ser recuperadas directamente como petróleo-costo.

Es por ello que la mayoría de compañías petroleras se encuentran evaluando sus inversiones en una base incremental. Es decir, la

rentabilidad se determina en base a cómo la nueva inversión alteraría una operación existente. Cualquier reducción, aplazamiento en los pagos al gobierno se acreditan a la evaluación de nuevas inversiones.

En algunos países como el Reino Unido, nuevas inversiones de compañías petroleras podrían resultar en reducciones o aplazamientos considerables en los pagos al gobierno en el año en que se efectúan las inversiones. En otros países tal como Bolivia, una nueva inversión en proyectos ya existentes no tendría ningún impacto en los pagos requeridos al gobierno.

La importancia de este efecto se ilustra en la Tabla 4. Esta tabla ilustra la economía de invertir en exploracción dirigida al descubrimiento de un campo de 100 millones de barriles para una compañía que se encuentra tributando y sujeta al impuesto sobre ingresos petroleros en base a otros proyectos. En consecuencia, la tasa de retorno en una base incremental puede llegar a un 46%. Debido a las reducciones y aplazamientos en los pagos al gobierno la participación descontada del mismo a una tasa de descuento de 25% es sólo de 27% en comparación con un 40% en una base no descontada.

La Importancia de la Sensibilidad de Precio

En una atmósfera en la que se espera el deterioro de precios, las compañías petroleras se interesan en invertir en aquellas áreas donde el porcentaje de participación gubernamental desciende en la medida en que el precio declina. Es decir, aquellas áreas donde el gobierno absorbe una parte signficativa de la pérdida en los ingresos como resultado del descenso en el precio. La participación gubernamental actúa en este caso como un amortiguador contra precios menores. Por ello, los arreglos petroleros en estos países tienen

el mejor potencial de mantener la rentabilidad de las operaciones en una atmósfera de deterioro de precios.

Generalmente, aquellos países que adoptaron características en las que la participación gubernamental está directamente relacionada a la rentabilidad proporcionan, al mismo tiempo protección en contra del deterioro de precios. Por ejemplo, debido a precios bajos, no habría, en la mayoría de casos, que cubrirse pagos tales como:

en Canadá, las regalías de incremento progresivo; y,
en Australia, el impuesto sobre la renta de recursos.

Me gustaría peresentar en este Coloquio, los resultados de un análisis económico sobre el contrato de participación en la producción de Liberia, el cual está sujeto a una escala progresiva basada en la tasa de retorno. Por debajo de una tasa de retorno real de 15% después de impuestos no se requiere de participación en la producción. Por encima de este nivel de 15% empieza una escala progresiva donde se requiere una participación mayor a cada nivel más alto de rentabilidad. La participación máxima se alcanza cuando la tasa de retorno real es de 25%. En este caso la participación máxima gubernamental es de 65%.

El contrato se analizó bajo 3 niveles de precio:

Precio bajo de 21.75 dólares por barril;
Precio medio de 29.00 dólares por barril; y,
... Precio alto de 35.25 dólares por barril.

La tabla 5 muestra cómo en el caso de precio bajo no se paga participación en la producción basada en la tasa de retorno. En el caso de precio medio, la participación gubernamental basada en la tasa de retorno es modesta, unos 114 millones de dólares. En el

caso de precio alto el pago es de 369 millones de dólares.

La participación gubernamental en el caso de bajo precio es de 79% en el caso de precio medio es de 80% y en el caso de precio alto es de 82%.

En el caso de precio bajo, la tasa de retorno de la compañía es de 19%. Esto representa una inversión marginal. Sin embargo, esta tasa habría sido mucho menor si la participación en la producción hubiese sido una escala progresiva basada en los niveles de producción como es la costumbre en la mayoría de los países.

Flujos de Capital de Exploración en el Futuro Cercano

Una de las interrogantes de este Cologuio es: cuál será el destino más probable de los flujos de capital asignados por la industria petrolera internacional a nueva exploración? La respuesta es relativamente directa; el capital se asignará con prioridad a aquellas áreas donde la rentabilidad del flujo de caja incremental es más alta. El análisis económico tomará en cuenta en su totalidad el riesgo geológico y cualquier otra clase de riesgo. La mayoría de compañías basarán probablemente sus análisis en un pronóstico conservador sobre los precios futuros del petróleo.

En este contexto, es probable que en el futuro inmediato la nueva exploración se oriente primeramente a las áreas con geología favorable, bajo costo y bajo riesgo. La exploración será muy seria y probablemente afectada por una posible reducción en la actividad exploratoria en las regiones árticas, áreas marítimas de aguas profundas, en las cuencas de tierra adentro y en las áreas con alto riesgo geológico.

Las compañías petroleras estarán muy probablemente interesadas en continuar o expandir sus operaciones en aquellos países que cuentan con arreglos petroleros que:

(a) son sensitivos a los precios y ofrecen un porcentaje menor de participación gubernamental cuando el precio declina; y,
(b) proporcionan estipulaciones relativamente atractivas respecto a inversiones incrementales.

La tabla 6 muestra una clasificación de algunos arreglos petroleros en el mundo en base a dos criterios.

Puede verse como algunos arreglos petroleros, tales como los del Reino Unido, Holanda y Liberia son sensitivos al precio y relativamente atractivos respecto a inversiones incrementales.

Por ello, no sorprende que a pesar del descenso mundial en la actividad perforadora en el Reino Unido el número de pozos marítimos perforados en 1984 se incrementara de 223 en 1983 a 245; y en Holanda de 58 en 1983 a 81 en 1984.

En el Reino Unido, la actual novena ronda de licitaciones parece ser la más exitosa, ya que se recibieron 147 solicitudes de 130 compañías sobre 195 lotes. En consecuencia, puede concluirse que, a pesar del deterioro del precio del petróleo, la política del Reino Unido de mantener la actividad perforadora a un alto nivel ha sido bastante exitosa.

Conclusión

De lo expuesto se pueden colegir, para países en desarrollo, las siguientes conclusiones:

(a) Las expectativas de 1985 de precios más bajos en comparación con el período 1980-81 tienen un impacto negativo en la rentabilidad anticipada y consecuentemente en la actividad exploratoria.

(b) Algunos de los países industrializados se encuentran poniendo en marcha políticas drásticas a manera de continuar atrayendo o, incluso, acrecentar la actividad exploratoria y, como consecuencia, atraer los flujos de capital a sus respectivas áreas.

(c) Aquellos países en desarrollo deseosos de mantener su actividad perforadora se enfrentan, por lo tanto, no sólo con precios bajos sino también con mayor competencia de parte de los países industrializados en su afán de obtener flujos de capital de exploración. Cualquier probable revisión de sus arreglos petroleros con el objeto de mantener la actividad perforadora deberá considerar primordialmente:

la sensibilidad de precio del arreglo; y,
la atracción de inversiones incrementales.

La mejor forma de mantener la actividad perforadora es hacerla atractiva para que la industria petrolera reinvierta sus fondos en exploración dentro del mismo país.

TABLA 1

ECONOMIA DE UN CAMPO PETROLERO MARITIMO - NORUEGA

Tamaño de campo: 316 MM Barriles

(Cantidades en Millones de Dólares Corrientes)

	Expectativa de Precio	
	1980/1981	1984/1985
Ingresos Brutos	17,891	9,102
Pagos al Gobierno	13,823	6,157
Flujo de Caja Neto Corporativo	2,196	1,072
Valor Presente Neto a 25%	53	-44
Tasa de Retorno	30%	20%
Participación Gubernamental (en $ corrientes)	86%	85%

TABLA 2

ECONOMIA DE UN CAMPO PETROLERO MARITIMO - INDONESIA

Tamaño de campo: 100 MM Barriles

(Cantidades en Millones de Dólares Corrientes)

	Expectativa de Precio	
	1980/1981	1984/1985
Ingresos Brutos	7,511	3,884
Pagos al Gobierno	5,895	2,770
Flujo de Caja Neto Corporativo	926	420
Valor Presente Neto a 25%	74	-17
Tasa de Retorno	33%	23%
Participación Gubernamental (en $ corrientes)	86%	87%

TABLA 3

ECONOMIA DE UN CAMPO PETROLERO MARITIMO - REINO UNIDO

Tamaño de campo: 100 MM Barriles

(Cantidades en Millones de Dólares Corrientes)

	Términos y Condiciones:		
	Pre 1983	Pre 1983	Actual
	Expectativas de Petróleo		
	1980/1981	1984/1985	1984/1985
Ingresos Brutos	9,678	4,928	4,928
Pagos al Gobierno	5,768	2,354	2,354
Flujo de Caja Neto Corporativo	2,347	1,011	2,039
Valor Presente Neto a 25%	112	-42	48
Tasa de Retorno	33%	21%	29%
Participación Gubernamental	71%	70%	39%
Principales Términos y Condiciones:			
Regalías	12.5%	12.5%	0%
Impuesto sobre Renta Corp.	52%	52%	35%
Tasa PRT	70%	70%	75%
Produc. exonerada/año (MM bbls)	3.78	3.78	7.55

TABLA 4

ECONOMIA DE UN CAMPO PETROLERO MARITIMO - REINO UNIDO

Inversión Incremental

Exploración comienza en 1985

Tamaño de campo: 100 MM Barriles

(Cantidades en Millones de Dólares Corrientes)

	Inversión Incremental
Ingresos Brutos	6,695
Pagos al Gobierno	1,881
Flujo de Caja Neto Corporativo	2,841
Pagos al Gob. a 25%	29
Valor Presente Neto a 25%	79
Tasa de Retorno	46%
Participación Gubernamental ($ corrientes)	40%
Participación Gubernalmental a 25%	27%

TABLA 5

ECONOMIA DE UN CAMPO PETROLERO MARITIMO - LIBERIA
DEMOSTRACION DE LA SENSIBILIDAD DE PRECIO

(Cantidades en Dólares Corrientes 1984)

	Precio Bajo ($ 21.75)	Precio Medio ($ 29.00)	Precio Alto ($ 36.25)
Pagos al Gobierno:			
Misceláneos	3	1	2
Regalías	272	363	453
Imp. Renta Corp.	578	877	1,094
Participación en Prod. basada en Tasa de Retorno	0	114	369
Flujo de Caja de Empresa Estatal	111	192	273
Total	964	1,547	2,191
Flujo de Caja Corporativo	251	392	474
Tasa de Retorno	19%	24%	28%
Participación Gubernamental ($ 1984)	79%	80%	82%

TABLA 6

CLASIFICACION DE ALGUNOS ARREGLOS PETROLEROS EN EL MUNDO
BASADA EN SENSIBILIDAD DE PRECIO Y
ATRACTIVIDAD DE INVERSIONES INCREMENTALES

Atractividad Inversiones Incrementales	Sensibilidad de Precio	
	Baja	Alta
Baja	Bolivia Alemania Occ.	Canadá Australia Noruega
Alta	Colombia Egipto Tunez Indonesia	Reino Unido Holanda Liberia

EL SECTOR PUBLICO INTERNACIONAL Y LA PROMOCION DE LA EXPLORACION Y DESARROLLO PETROLEO EN EL PERU Y OTROS PAISES DEL TERCER MUNDO

DR. HASAN S. ZAKARIYA

HASAN S. SAKARIYA

- Master en Leyes, Harvard Law School, USA.

- Doctor en Ciencias Jurídicas, Harvard Law School, U.S.A.

- Desde 1983, Consultor Interregional de Economía y Legislación Petrolera, Naciones Unidas.

- Autor de numerosas publicaciones sobre temas de su especialidad.

Con el fin de ejercer una soberanía efectiva sobre sus recursos minerales y de hidrocarburos, el estado debe, en primer lugar, determinar la existencia de estos recursos, obtenerlos y transformarlos en productos de consumo económicos. El estado debe así mismo utilizar estos productos de consumo de tal manera que derive de ellos el máximo beneficio económico y social para la sociedad.

En el caso de los recursos de hidrocarburos (petróleo y gas) el proceso de identificación, evaluación y producción, en general, ha sido difícil de manejar, largo y costoso. Debido a la naturaleza altamente elusiva de sus emplazamientos escondidos en las profundidades, su búsqueda entraña usualmente riesgo financiero e incluso puede terminar en la pérdida total de la inversión. Por otra parte, algunas veces el éxito producirá campos valiosos no soñados.

Debido a la carencia de recursos financieros y tecnológicos esenciales para la exploración y desarrollo de hidrocarburos, en los países menos desarrollados la iniciativa ha pertenecido al sector privado internacional representado por las empresas petroleras

transnacionales que a principios de este siglo comenzaron su expansión global para encontrar nuevas reservas en todo el mundo. Debe recordarse que durante las últimas dos décadas, estas mismas empresas transnacionales coadyuvaron al descubrimiento y desarrollo de recursos de hidrocarburos en los países industrializados más desarrollados tales como Canadá, el Reino Unido, Noruega y Australia. En realidad, muy pocos países han sido capaces de realizar solos este trabajo y menos aún han podido desempeñar un papel exclusivo con respecto a sus empresas y organismos nacionales estatales. Quizás la excepción sobresaliente sea México, cuya obstinada y resuelta perseverancia en adherirse al papel exclusivo iniciado hace casi medio siglo (en 1938) no ha sido igualado por páis alguno del Tercer Mundo.

Al ayudar a los países menos desarrollados a establecer su propia industria petrolera nacional, indudablemente las empresas transnacionales han desempeñado, a través de los años, un papel histórico positivo por el que merecen amplio crédito. Este orador no es el último en reconocer esta verdad. Pero pienso que estas empresas deben ser también las primeras en reconocer que al desempeñar ese papel positivo nunca ocupó un papel preponderante en sus mentes el bienestar de sus países anfitriones. Su iniciativa no fue motivada por consideraciones altruistas ni tampoco fue una manifestación de un sentido de solidaridad. Al igual que para toda la gente de negocios, su interés principal estuvo en sus balances financieros, la satisfacción de sus accionistas y el continúo crecimiento y fortalecimiento de sus empresas en todo el mundo. Por lo tanto, el precio de su cooperación fue con frecuencia muy alto (especialmente bajo el antiguo régimen de concesiones) conforme el continúo agotamiento de los recursos naturales petrolíferos se vió acompañado por un grave desequilibrio en la asignación de los beneficios con un claro detrimento de la economía nacional.

El régimen tradicional de concesiones es ahora algo del pasado y es innecesario extenderse sobre sus muchos pecados y derramar lágrimas por esos largos y desafortunados días. No obstante, es importante aprovechar la oportunidad de esta reunión en el país productor de petróleo más antiguo de América Latina para rendir especial homenaje al papel pionero desempeñado por los países latinoamericanos en debilitar paulatinamente la legitimidad y aceptabilidad del régimen mundial de concesiones. Por esto se han ganado con pleno derecho la eterna gratitud de todo el Tercer Mundo.

En la era posterior a las concesiones, existen numerosos casos en los que los gobiernos de los países menos desarrollados han estado cooperando con empresas transnacionales sobre una base más equitativa de beneficio mutuo de las partes. El caso del Perú es un buen ejemplo. Por supuesto que existen otros muchos ejemplos aquí en América Latina y en otras partes del mundo. Esto demuestra que la cooperación con empresas petroleras extranjeras, ya sean de propiedad privada o estatal, no tiene nada de malo o dañino per se. Son las modalidades de esta cooperación y la asignación de los beneficios resultantes las que requieren de un estudio minucioso en cada caso con el fin de asegurar su corrección y justicia para ambas partes.

En el caso de los países menos desarrollados (PMD) del Tercer Mundo, el papel del sector privado internacional ha sido y continúa siendo más decisivo. Al carecer de las ventajas relativas de que gozan los más ricos y más adelantados de los países en desarrollo (en términos de recursos naturales, infraestructura económica e industrial, potencial humano calificado, etc.), los PMD han quedado totalmente dependientes de la iniciativa e interés de las empresas transnacionales. Normalmente, estas empresas se encuentran en una posición de negociación mucho más fuerte y, por lo tanto, pueden exigir un precio muy alto por su cooperación, por lo menos,

inicialmente. Los tratos que ofrecen están diseñados con el fin de conseguir el margen de ganancias más grande posible y de recuperar la inversión total en el menor tiempo posible. Las empresas argumentan, por supuesto, que el excepcionalmente amplio margen de rendimiento sobre la inversión que exigen es necesario, dados los riesgos-geológicos, económicos y/o políticos-, reales o imaginarios, que se corren.

Incluso cuando un PMD está dispuesto a pagar el "precio pedido", no existe garantía alguna de que las empresas estén siempre dispuestas a hacer el trabajo y proporcionar la inversión necesaria. Por tanto, a raíz de la elevación de los precios del petróleo en la década de 1970, cuando las actividades de exploración petrolífera se intensificaron en general, ha habido una concentración más fuerte en los lugares que son conocidos, seguros y más cercanos a los principales mercados: América del Norte, el Mar del Norte y, en un menor grado, otras grandes zonas productoras del Mediano Oriente y otras partes. Esto es particularmente cierto cuando se considera a las empresas petroleras estadounidenses que, según un reciente informe en Washington, D.C.[1] redujeron sus actividades en los países en desarrollo importadores de petróleo (PDIP) a partir de la década de 1970. Esto a pesar de que algunas de las áreas prometedoras de petróleo están en países que se encuentran entre los menos atractivos para las empresas transnacionales. En Africa, por ejemplo, según el Departamento de Energía de los Estados Unidos, sus treinta países importadores de petróleo poseen casi 40 mil millones de barriles de petróleo equivalente. El hecho de que se piense que casi la mitad de estos recursos estén en la plataforma marítima, bajo agua a más de 600 pies de profundidad, y en campos de menos de 50 millones de barriles cada uno, puede explicar en parte la falta de interés de las empresas. El potencial de petróleo en América del Sur se considera que es aún más atractivo. Nuevamente el Departamento de Energía de los Estados Unidos estima que los diez

países más prometedores contienen más de 47 mil millones de barriles sólo de petróleo. Con excepción de Argentina, Brasil y Colombia, ninguno de estos países ocupa un puesto alto en las listas de las empresas petroleras como posible jurisdicción para invertir.[2]

Por lo dicho, es evidente que la necesidad de los países del Tercer Mundo, particularmente de los PMD, para encontrar y desarrollar sus propios recursos petrolíferos continúa siendo urgente y apremiante, y no debe dejarse únicamente a la iniciativa (o falta de ella) del sector privado internacional. El sector público internacional debe desempeñar también un papel vital en este aspecto. Puede apreciarse la enormidad de esta tarea si se recuerdan los estimados que hizo el Banco Mundial de los requerimientos de inversión en energía de los países en desarrollo para 1982-1992. Solo para exploración y desarrollo (y actividades conexas) de petróleo y gas la cifra es de US$ 556.00 mil millones. Se dice que la participación que corresponde a los países en desarrollo importadores de petróleo (los países de ingresos bajos y medios) es de casi US$ 200 mil millones.[3]

El Papel Desempeñado Hasta Ahora por el Sector Público Internacional

La necesidad urgente y apremiante de los países menos desarrollados por encontrar y desarrollar sus propias fuentes naturales de energía, especialmente petróleo y gas, ha sido debidamente reconocida durante los últimos años por diversos foros internacionales, incluyendo la Asamblea General de las Naciones Unidas.

Por ejemplo, la Asamblea General de las N.U. ha pedido repetidamente la promoción de la exploración y desarrollo de los recursos energéticos a una tasa proporcional a los objetivos de desarrollo de

los países interesados. Se puede citar, por ejemplo, las Resoluciones 32/276 de diciembre de 1977 (sobre Asesoría Multilateral de Desarrollo para la Exploración de Recursos Naturales), 33/194 de enero de 1979, 35/56 de diciembre de 1980, 37/251 de 1982, y más recientemente la Resolución 39/1 de diciembre de 1984. En esa última Resolución, la Asamblea General, inter alia, reafirmó sus solicitudes anteriores de que la comunidad internacional adoptara medidas eficaces y urgentes "para ayudar y apoyar los esfuerzos de los países en desarrollo, en particular de aquellos deficientes en energía, en el desarrollo de sus recursos energéticos" e instó a la "pronta consideración de posibles vías que aumenten la financiación de energía, incluyendo, inter alia, los mecanismos que están siendo estudiados por el Banco Mundial, tales como un organismo afiliado dedicado a la energía..."

Entre otros foros internacionales están:

a. La reunión en la cumbre de los principales países industrializados realizada en Bonn, la que, en su Declaración de Julio de 1978, instó al Banco Mundial "a explorar las formas en que sus actividades en este campo pueden ser cada vez más sensibles a las necesidades de los países en desarrollo y ... a examinar si serían útiles nuevos enfoques, en particular para financiar la exploración de hidrocarburos".
b. La reunión en la cumbre realizada en Cancun en Octubre de 1981.
c. La Sétima Conferencia en la Cumbre de los países no alineados realizada en Nueva Delhi en enero de 1983.

En todas estas declaraciones, se requirió al sector público internacional que ayudara más eficazmente en los esfuerzos que estaba haciendo el sector privado internacional y/u organismos nacionales, y que tomara por sí mismo la iniciativa en aquellos países que no estaban realizando tales esfuerzos.

Es bastante grato observar que varios organismos del sector público internacional han respondido positivamente a esas declaraciones y que se han mostrado activos en diversos grados en extender ayuda financiera a los países menos desarrollados en el campo de recursos naturales y energía, en general, y en la exploración y desarrollo petroleros en particular. A continuación se ofrece una breve reseña de algunos de los ejemplos más dignos de mención.

A. Programas e Instituciones de Ayuda Multilateral

1. El Sistema de las Naciones Unidas

Desde hace casi dos décadas, el Programa de Desarrollo de las Naciones Unidas (PDNU) ha constituído una fuente importante de financiación para la búsqueda y desarrollo de recursos naturales. Sin embargo, la mayor parte de esta ayuda se ha dado al sector de minerales duros (no combustibles), rara vez se ha incluído la exploración de hidrocarburos, incluso después de la creación en 1973 del Fondo Rotativo especial del PDNU para la exploración de recursos naturales.

2. El Banco Mundial

(Véase la sección posterior referente al Banco)

3. Bancos Regionales de Desarrollo

Estos bancos, que incluyen al Banco Interamericano de Desarrollo, Banco Asiático de Desarrollo y Banco Europeo de Inversiones, han aumentado durante los últimos años su financiación de proyectos de promoción energética en sus regiones respectivas.

El Banco Interamericano de Desarrollo (BID), por ejemplo, programó para el quinquenio de 1979 a fines de 1983 $ 2.5 mil millones para energía, o sea el 25% del total de préstamos proyectados para ese período. Aunque la mayor parte de los préstamos relativos a energía del BID han sido para proyectos hidro-eléctricos y similares, la exploración sísmica y de perforación de petróleo también ha recibido una participación creciente de esos préstamos. Es así que en 1980 Jamaica recibió un préstamo de $ 2.3 millones para perforar por lo menos tres pozos exploratorios en la costa. En 1979, el BID, junto con el Banco Mundial, prestaron a Bolivia un total de $ 27.75 millones (el BID 16 millones) para la perforación de 14 pozos de delineamiento con el fin de determinar si existían depósitos suficientes de gas natural para justificar el proyectado gaseoducto al Brasil. En 1981, el BID otorgó dos préstamos al Brasil y al Perú para ayudar a financiar estudios sísmicos en la plataforma marítima. El costo total del proyecto brasilero, administrado por PETROBRAS, es de $ 79.6 millones, de los cuales el BID está suministrando $ 35 millones por un período de 20 años al 9 1/4% de interés. Así mismo se otorgó un préstamo de $ 5.3 millones a PETROPERU para la financiación de un proyecto sísmico en la plataforma marítima por un valor de $ 6.7 millones.[4]

En 1982 el BID hizo tres préstamos por un total de más de $ 134 millones a YPFB de Bolivia para exploración y desarrollo petrolíferos.[5] Es interesante observar que todos los préstamos petroleros del BID se han hecho a empresas petroleras estatales.

4. El Fondo de la OPEP para Desarrollo Internacional (FODI)

El Fondo fue creado en Enero de 1976 para promover el desarrollo económico de países en desarrollo (distintos a los países miembros de la OPEP) y para acrecentar la solidaridad entre ellos. Tenía por fin complementar, y no sustituir, los otros programas bilaterales y multilaterales existentes a través de los cuales los países de la OPEP han extendido individualmente ayuda financiera al resto del mundo en desarrollo.'

El fondo inicial de $ 800 millones del FODI ha sido reabastecido tres veces, aumentando la contribución total aprobada aproximadamente a $ 4 mil millones para fines de 1980.

Desde un principio, el Fondo ha dado énfasis especial a la ayuda a países en desarrollo para promover sus propios recursos energéticos, incluyendo petróleo. Sin embargo, el principal empuje de los préstamos del Fondo en el sector energético ha estado dirigido a las fuentes renovables de energía tales como energía hidro-eléctrica (incluyendo instalaciones de distribución) y energía térmica. En comparación, la participación del petróleo en los préstamos ha sido bastante limitada (nada para perforación exploratoria hasta 1982). Los préstamos en este sector comprenden los siguientes proyectos:

Bangladesh - La perforación de un pozo de gas y la construcción de instalaciones para colectar gas en 1981. $ xx millones.

India - El Proyecto High en la Plataforma Marítima de Bombay

(nuevo desarrollo del campo High de Bombay) co-financiado por el Banco Mundial. Dos préstamos: $ 14 millones en 1977 y $ 30 millones en 1981.

Tanzania - La segunda fase del Proyecto Songo Songo para una nueva evaluación del potencial de petróleo y gas mediante la perforación de otros pozos, $ 12 millones (sin intereses) en 1982. (El proyecto es co-financiado por el Banco Mundial (AID) y el Banco Europeo de Inversiones). Este préstamo constituye el primero otorgado por FODI para exploración petrolera. En 1983 Tanzania recibió otro préstamo de $ 5 millones, sin intereses, para otro proyecto petrolero (pozo exploratorio de Kimbiji Main - I), cuyo costo total es de $ 16.18 millones. El proyecto está siendo ejecutado por la empresa estatal, Corporación de Desarrollo Petrolero de Tanzania.

Madagascar - En 1983 se otorgó un préstamo de $ 5 millones, sin intereses, para el proyecto de exploración petrolera de Tsimororo (co-financiado por el Banco Mundial, AID) que contempla la perforación y prueba de diez pozos para identificar el potencial de producción primaria o mejorada. El proyecto será ejecutado por el organismo estatal OMNIS.

Papúa - Nueva Guinea - En 1983 se otorgó un préstamo de $ 1.7 millones (con un 5% de interés) para un proyecto petrolero, cuyo costo total es de $ 5.3 millones (co-financiado por el Banco Mundial, AID), que tiene por fin evaluar el potencial de petróleo y gas del país durante un período de tres años.

B. Ayuda Bilateral para Desarrollo Económico (Asistencia Oficial para el Desarrollo - AOD)

1. Países de la OCDE

Los gobiernos de la Organización para la Cooperación y Desarrollo Económicos (OCDE), que abarcan a todos los países industriales desarrollados de Europa Occidental, América del Norte y Japón, han estado prestando por algún tiempo asistencia a algunos países en desarrollo bajo convenios bilaterales en la forma de préstamos y donaciones para el desarrollo económico. Excepto por unos cuantos casos recientes que involucran a Noruega y el Canadá, los fondos que han proporcionado rara vez han estado dirigidos a la exploración petrolera en los países recibidores. Aparentemente esto se debió a las mismas razones que hicieron que el Banco Mundial, por ejemplo, se abstuviera hasta hace seis o siete meses de otorgar préstamos para tales actividades. Si un país en desarrollo tiene buenas perspectivas petroleras, las empresas petroleras mismas de los países de la OCDE estarían más que dispuestas a encargarse del trabajo; por otra parte, si las perspectivas son malas y las empresas están renuentes a realizar o terminar el trabajo, ¿por qué arriesgar fondos en un juego perdido?

Sin embargo, existen indicaciones de que está comenzando a cambiar la idea que tienen algunos países de la OCDE sobre esta cuestión. Ahora parecen pensar que la tarea de encontrar nuevas reservas petrolíferas en los países en desarrollo no puede, y quizás no debe dejarse totalmente a la iniciativa del sector privado internacional. Se puede citar varios ejemplos de este cambio de actitud.

Noruega - En 1979 Noruega otorgó un préstamo de $ 96 millones para financiar el desarrollo de un pequeño campo petrolífero en la plataforma marítima de Seme en Benin. La Saga Petroleum Co. con sede en Noruega debería desarrollar y operar el campo por cuenta del gobierno de Benin.[5]

Alemania Occidental - La empresa estatal de petróleo y gas de Bangladesh (Petro-Bangla) se embarcó a mediados de 1981 en un programa de perforaciones (cinco pozos) financiado por un préstamo de $ 46 millones del gobierno de Alemania Occidental. Cada pozo tiene como meta perforar hasta 16,500 pies y la perforación y trabajo conexo serán realizados por contratistas.[6]

Japón - En 1979 el Japón ofreció ayudar a la China en el desarrollo de sus recursos petrolíferos en el Golfo de Bo Hai al Noroeste de Beijing. Todo el costo inicial de exploración, estimado en aproximadamente $ 210 millones, están siendo aportado por el gobierno japonés. China sólo aportará el 51% del costo de desarrollo. El proyecto conjunto entre los dos gobiernos está siendo ejecutado por la Corporación Mixta Sino-Japonesa de Desarrollo Petrolero que inició las perforaciones en 1980. El plan original requería hasta 24 pozos exploratorios y 24 pozos de evaluación para 1986 a más tardar. A mediados de 1982 se realizaron negociaciones entre las dos partes con el propósito de aumentar sustancialmente el presupuesto de exploración y ampliar el período de exploraciones.[7]

Canadá - Por mucho el nuevo acontecimiento más significativo en este campo es la International Assistance Corporation, el recientemente creado organismo filial de Petro-Canadá, la empresa petrolera estatal del Canadá. La Petro-Canadá

International Assistance Corporation (PCIAC) fue establecida en 1981 para ayudar a los países en desarrollo importadores de petróleo a explotar sus propios recursos energéticos, particularmente hidrocarburos, con el fin de que sean más autosuficientes al reducir o eliminar su dependencia del petróleo importado.

Aunque PCIAC es una subsidiaria no lucrativa propiedad de Petro-Canada, sus operaciones en el exterior están financiadas con fondos proporcionados por el Parlamento Canadiense como parte del programa de ayuda bilateral del Canadá (Asistencia Oficial para el Desarrollo AOD) a países menos desarrollados. Se dice que, como tal, la PCIAC funciona como un instrumento ejecutor directo de la AOD canadiense en el exterior así como de otras instituciones, tales como el Banco Mundial. "La PCIAC tiene acceso a la experiencia operativa y personal de Petro-Canada, cuando lo requiere, sobre una base de recuperación de costo no lucrativa. Petro-Canada también sirve como agente ejecutor de PCIAC para operaciones en el exterior y hace todos los contratos con la industria canadiense".

El papel de la PCIAC es proporcionar la experiencia, equipo y tecnología canadienses para ayudar a los PDIP elegibles a encontrar petróleo o gas. Esta ayuda puede adoptar una o más de las siguientes formas:

i. Estudios de evaluación previos al proyecto: estudios de factibilidad y evaluación básica (Haití, Senegal y Gambia).
ii. Estudios nuevos o adicionales para atraer la exploración de empresas petroleras internacionales, incluyendo estudios de gravedad, magnéticos y sísmicos

en tierra firme y en la plataforma marítima (Proyecto Sísmico de la Región del Caribe, Senegal).

iii. Exploración en busca de petróleo y gas donde no están operando empresas petroleras, incluyendo perforaciones en tierra firme y en la plataforma marítima.

iv. Asistencia técnica y capacitación en el trabajo con relación a la exploración, desarrollo y producción petroleras (Jamaica, Haití).

v. Asesoría gerencial, institucional, económica o legal y capacitación para funcionarios del Tercer Mundo responsables por la evaluación, negociación, supervisión y administración de los convenios de exploración y desarrollo de petróleo y gas.

En algunos proyectos la PCIAC actúa también conjuntamente con instituciones de ayuda multilateral tales como el PDNU, el Banco Mundial, el Banco Interamericano de Desarrollo o el Banco Europeo de Inversiones. La contribución de la PCIAC a estos proyectos se hace en la forma de bienes y servicios canadienses. Estos bienes y servicios son donados.

Al igual que la mayoría de programas bilaterales de ayuda, la ayuda canadiense canalizada a través de la PCIAC no ha sido concebida, por supuesto, por razones puramente altruistas. Existe en ella también un elemento de auto interés, aunque noble. La literatura oficial sobre las actividades de la PCIAC es en sí franca al declarar que sus fondos serán utilizados (en el grado que sea posible) para comprar bienes y servicios canadienses y, al hacerlo, abrirán oportunidades industriales y comerciales para el Canadá. Se señala que la industria de petróleo y gas canadiense ganara con sus actividades. Las empresas canadienses serán llamadas para proporcionar tecnología

geológica y geofísica junto con sus experiencia en ingeniería de perforación y producción, capacitación de personal y gerencia, y otras asesorías. No es de sorprender, por lo tanto, que la literatura haya recalcado que la capacidad para usar bienes y servicios canadienses en un proyecto propuesto constituya un factor importante en la selección de proyectos.

Desde que comenzó a operar en 1982, PCIAC ha suscrito convenios con 16 países en Africa, Africa Sud Oriental y el Caribe. Las inversiones globales (reales y previstas) hasta el final del año calendario de 1984 ascendían a $ 127.1 millones.[8]

2. Países de Economía Centralmente Planificada

Algunos de los gobiernos de este grupo de países, particularmente la Unión Soviética, que ha tenido larga experiencia en el campo de exploración y desarrollo petroleros, han intervenido, a través de sus propias empresas estatales para ayudar a algunos países en desarrollo a ubicar y desarrollar sus recursos naturales petrolíferos. En una u otra época, la Unión Soviética ha proporcionado ayuda financiera y técnica en exploración petrolera a Afghanistán, India, Iraq y algunos otros países del Medio Oriente y Africa. Normalmente esta ayuda se hace en la forma de préstamos que se reembolsarán con o sin derecho a comprar parte del petróleo o gas producido.

Un ejemplo reciente de esta cooperación ha sido el convenio suscrito en diciembre de 1981, requiriendo más ayuda soviética en la exploración petrolera de la plataforma marítima de la India. Entre otras cosas, la URRSS ayudará a

hacer perforaciones en Ankleshwar para evaluar formaciones sedimentarias profundas, a analizar y procesar datos sobre las laderas del Himalaya con el fin de ayudar en nuevas exploraciones, a procesar e interpretar datos sísmicos y de otra índole en la Cuenca del Rajasthan y a evaluar las prospecciones en la Cuenca del Cauvery.[9]

Cooperación entre Países en Desarrollo

Durante los últimos años ha habido un creciente número de casos de cooperación, sobre una base bilateral, entre los gobiernos de países en desarrollo en el campo de exploración y desarrollo petroleros. Por ejemplo, durante la década de 1970 la Comisión de Petróleo y Gas Natural de la India (CPGN) realizó trabajos de exploración en Irán, Iraq, Siria y Tanzania. Las empresas petroleras de Argentina (YPF) y Brasil (Petrobras) han ejecutado trabajos similares, la primera en Uruguay y la segunda en Colombia (donde ya está produciendo), Argelia, Iraq (donde está haciendo importantes descubrimientos), Egipto y Libia.

Más recientemente, se ha informado que Tanzania ha suscrito un convenio con Argelia según el cual la empresa petrolera estatal de Argelia SONATRACH explorará en la zona de la plataforma marítima de la Isla de Song Song, 170 millas al sur de Dar-es-Salaam, donde las perforaciones financiadas por el Banco Mundial ya han encontrado reservas de gas y algunas indicaciones de petróleo.[10]

En Mayo de 1982, la Corporación de Desarrollo de Petróleo y Gas de Pakistán y la Empresa de Exploraciones Petroleras en el Extranjero de Kuwait convinieron en establecer una empresa mixta para el desarrollo de exploraciones

petroleras, con el fin de desarrollar los condensados de Dhodak en Pakistan.[11]

Un acontecimiento reciente en América Latina es el acuerdo a que se llegó durante la reunión ministerial de la Organización Latino Americana de Energía (OLADE) realizada en Caracas en octubre de 1981, para establecer una entidad petrolera trinacional para la exploración de petróleo y gas en América Latina y posiblemente también en otras partes del mundo en desarrollo. La nueva organización, que se denominará Petrolatin, es propiedad conjunta de Brasil, México y Venezuela a través de sus respectivas empresas petroleras estatales PETROBRAS, PEMEX y PVD.

El Banco Mundial

Por mucho la iniciativa más importante emprendida por el sector público internacional para ayudar a los países menos desarrollados en el campo de la exploración y desarrollo petroleros es la del Banco Mundial. El Banco Mundial significa el Banco Internacional para Reconstrucción y Desarrollo (BIRD) y sus dos afiliadas, la Asociación Internacional para el Desarrollo (AID) y la Corporación Financiera Internacional (CFI).

El objetivo principal de estas tres instituciones es ayudar a elevar el nivel de vida de los países en desarrollo canalizando hacia ellos recursos financieros, como préstamos del mundo desarrollado. Por ejemplo, durante el año fiscal de 1984 los préstamos aprobados del BIRD y la AID ascendieron a US$ 15,524 millones (11,949 millones para 43 países y 3,575 millones para otros 43).[12]

Préstamos para Proyectos Petroleros: Hasta hace siete años, la política del Banco era no financiar proyectos para exploración y desarrollo petroleros. Esa política cambió con la llamada "crisis energética" de mediados de la década de 1970. Sin embargo, en Julio de 1977, los Directores Ejecutivos del Banco aprobaron un nuevo programa que permitía los préstamos para el desarrollo de recursos petrolíferos.

Naturaleza y Alcances de la Nueva Política:

El Banco como Catalizador

La nueva política fue diseñada para ser de alcance limitado y de naturaleza suplementaria, dando mayor énfasis al aspecto de producción de las operaciones petroleras que normalmente está libre de grandes riesgos, y procurando cooperar más bien que competir con los esfuerzos del sector privado internacional. En su informe de 1979, el Banco fue el primero en admitir esto, afirmando qu su "buena voluntad para financiar una participación modesta de los costos de producción petrolera atraería un flujo mucho mayor de inversión de fuentes privadas. La presencia del Banco y su prontitud en proporcionar préstamos para producción darían confianza tanto a los países anfitriones como a las empresas petroleras que podrían obtener un contrato justo, y aumentaría la disposición de estas últimas para invertir en exploraciones importantes."[13]

Por tanto, el papel del Banco en este campo fue concebido como un "catalizador": alentar la participación del sector privado y disminuir su exposición a riesgos políticos. Se dice que al hacerlo, el Banco estaba tratando de asegurar de que su programa de préstamos petroleros tuviera un máximo efecto multiplicador.

Este mayor énfasis en las fases de desarrollo y producción de las operaciones petroleras estaba justificado por el hecho de que estas dos operaciones entrañan poco o ningún riesgo financiero. Sin embargo, la exploración petrolera que sí implica un coniderable riesgo de esta índole era una cuestión totalmente diferente.

El Programa de Préstamos Petroleros en Acción: Con los antes manifestados criterios en mente, es interesante observar cómo se puso en operación un nuevo programa de préstamos. Según su Informe Anual más reciente (1984), los préstamos acumulados del BIRD y de la AID al 30 de Junio de 1984, para proyectos de petróleo y gas, ascendieron a $ 3,889.9 millones, con la siguiente distribución: Africa Oriental - 30.6 millones: Africa Occidental - 131.5 millones: Asia Oriental y Pacífico - 997.0 millones: Asia Meridional - 1,589.5 millones: Europa, Medio Oriente y Africa del Norte - 848 millones: América Latina y el Caribe - 292.5 millones.[14]

Al revisar el programa de préstamos petroleros conforme fue evolucionando a través de los años, se puede hacer ciertas observaciones y conclusiones:

1. Los préstamos petroleros no estuvieron dirigidos en su totalidad a los países en desarrollo importadores de petróleo (PDIP). Muchos productores y exportadores netos de petróleo y gas bien establecidos han obtenido una parte sustancial de los préstamos aprobados hasta ahora. Entre ellos están China, Ecuador, Egipto, Péru y Tunicia.

2. Al igual que en el caso del programa general de préstamos (no para energía) antes mencionado, unos cuantos países populosos y relativasmente más adelantados entre los menos desarrollados han recibido una parte considerablemente mayor que el resto. Es así que entre China e India han recibido $ 1,666.0 millones (India

1,303.3 millones y China 362.70 millones), lo que representa más del 40% del total comprometido hasta el momento.

3. La mayor parte de los préstamos (aproximadamente el 70%) ha estado dirigido a operaciones relativamente libres de riesgo: desarrollo y producción de descubrimientos comerciales ya hechos.

4. Aunque no se han excluído del todo las actividades previas al desarrollo, el énfasis en esta área también ha estado en las actividades de perforación pre-exploratorias que normalmente no son costosas ni conllevan mayores riesgos: estudios sísmicos y geofísicos y otras actividades conexas. Las actividades previas al desarrollo financiadas por el Banco incluyen principalmente los llamados "proyectos de exploración promocional", mayormente en Africa y la zona del Caribe, y tienen por fin "generar información precisa que mejore sus perspectivas de atraer capital extranjero de riesgo para exploración en condiciones favorables o que permita a las empresas petroleras nacionales montar programas de perforación bien preparados". Ellos implican la preparación de paquetes promocionales de datos, asistencia técnica y capacitación en cuestiones de exploración, asesoría de expertos en legislación y contratos petroleros y asesoría en negociaciones.[15]

Evaluación General y Llamado a un Nuevo Enfoque

A pesar del creciente conocimiento en la comunidad mundial de que el sector público internacional tiene por desempeñar un papel crucial en la promoción de la exploración y desarrollo petroleros en los países del Tercer Mundo, la contribución real de este sector, y notablemente la del Banco Mundial, todavía está muy lejos de alcanzar el nivel deseado. Además, la mayor parte de la limitada ayuda prestada hasta ahora ha estado dirigida ya sea en actividades

preliminares de pre-exploración o a las operaciones posteriores al descubrimiento de desarrollo y producción relativamente libres de riesgo. Por otra parte, el sector público ha estado preocupado por la idea de que su papel en este campo debe ser el de catalizador para una mayor participación por parte del sector privado - desempeñando el primero simplemente un papel secundario después de este último. Lamentablemente, no ha habido una preocupación igual porque este papel catalizador deba coadyuvar a promocionar la auto-suficiencia en aquellos países en desarrollo que resulta que tienen empresas petroleras estatales bien establecidas y de experiencia, capaces de realizar el trabajo por sí solas, una vez que se les proporcionen los fondos necesarios.

Por consiguiente, en lo que respecta a perforación exploratoria, eso deja a los países en desarrollo, notablemente a los más pobres y menos desarrollados, dos opciones obvias y no muy viables: o ejecutar el trabajo ellos mismos con sus propios medios financieros o pedir al sector privado internacional que lo haga por ellos.

Sin embargo, en realidad la primera opción es mayormente teórica e ilusoria. Aparte de una pequeña minoría (algunos de los exportadores de petróleo y otros de altos ingresos), pocos países del Tercer Mundo cuentan con el necesario superávit de fondos para invertir en tales empresas sofisticadas y de alto riesgo. Incluso si lo tuvieran, es discutible desde el punto de vista de política pública, por decir lo menos, de que estos fondos generados internamente o incluso los obtenidos externamente de préstamos de bancos comerciales deban ser desviados de otros esfuerzos socio-económicos más urgentes.

Eso deja la <u>segunda</u> y única opción posible. A pesar de sus declaraciones públicas y postura asumida, las empresas petroleras transnacionales no siempre están dispuestas o son capaces - tal como

se señaló anteriormente - de realizar el trabajo, aunque se perciba que las prospecciones geológicas no sean malas.

Cuando se deciden, el precio que exigen por el riesgo que corren - especialmente en los países en que el potencial petrolero todavía es una gran incógnita - es extraordinariamente alto en términos de la asignación desigual de la futura renta económica en caso que la empresa tenga éxito.

En vista de lo dicho, se requiere que el sector público internacional no sólo amplíe y consolide su papel positivo en este campo sino que también recapacite y modifique algunas de las premisas en base a las cuales se han concebido e implementado sus programas.

Como vanguardia e instrumento más activo del sector público internacional, el Banco Mundial puede y debe desempeñar un papel más decisivo, una vez que sus miembros más poderosos estén dispuestos a permitir que lo haga.

Debe recordarse que en 1981, en un intento por ampliar su programa de préstamos para el desarrollo energético, el Banco Mundial propuso la creación de un organismo afiliado especial dedicado a la energía. Para el quinquenio de 1982-86, se contempló un programa de préstamos de aproximadamente $ 30 mil millones, el 30% de los cuales se dedicaría a proyectos de petróleo y gas. Lamentablemente, este organismo especial nació muerto. Esto se debió a la fuerte oposición expresada por el gobierno de los Estados Unidos (el contribuyente potencialmente más grande a cualquier fondo de ésta índole) a la idea de crear otra organización internacional, y a su convicción de que la búsqueda de nuevas reservas de petróleo y gas, tanto interna como externamente, debe dejarse enteramente a la iniciativa de las empresas petroleras privadas. En esto, el

Gobierno de Reagan estaba simplemente avalando los conocidos puntos de vista de esas empresas estadounidenses y de sus voceros que han estado viendo con desconfianza y recelo la intromisión del Banco Mundial en lo que ellos han llegado a considerar su propiedad exclusiva. Esto, irónicamente, a pesar de que el Banco ha declarado una y otra vez que sus actividades de préstamo en este campo tenían por fin principal reforzar y suplementar el papel tradicional de las empresas petroleras privadas.

Aunque la idea del Banco Mundial de tener un organismo afiliado especial dedicado a energía es loable y debe revivirse pronto, lamentablmente no ofrece una solución total al problema de los veinte o treinta países más pobre del Tercer Mundo. Esto se debe a que incluso si suponemos que la nueva afiliada se incline más a ayudarlos a ejecutar las operaciones petroleras más riesgosas -perforación de prospección- esta ayuda indudablemente se dará en la forma de un préstamo que deberá ser reembolsado aunque la perforación no produzca un descubrimiento comercial. Evidentemente, estos países no pueden asumir esta carga, dados sus recursos financieros extremadamente limitados.

En 1960, el Banco Mundial reconoció el caso epecial de estos países menos desarrollados al establecer un organismo afiliado separado, la Asociación Internacional para el Desarrollo (AID), cuya misión es otorgarles créditos a 50 años (sin intereses).

Con la misma intención, ahora se requiere que el Banco dé otro paso dedicando una "ventana" especial en su proyectada afiliada, cuando y si se establece para atender las necesidades de este grupo de países. Hata que eso se haga realidad, el Banco puede hacer lo mismo dentro de su actual programa de préstamos para energía. Si es técnicamente aconsejable, la ventana especial (o fondo rotatorio) financiaría la exploración petrolera, particularmente la perforación

de prospección (cuando las empresas petroleras privadas no pueden o no están dispuestas a hacerlo) y absorbería por sí solo la pérdida que pueda incurrirse si no se hace descubrimiento alguno. En caso de que se haga un descubrimiento explotable, el gobierno recipiente tendría que reembolsar al Banco no sólo toda la inversión, con intereses, sino también pagarle una compensación adicional en forma de una "bonificación" o "prima" por el riesgo incurrido. Al hacerlo, las empresas que tienen éxito reabastecerían los fondos de la "ventana" especial y así se distribuiría cierto grado de participación de riesgo entre los gobiernos recipientes.

Las empresas petroleras transnacionales, que el Banco está interesado en que participen, tendrían todavía un papel importante por desempeñar. En vez de asumir por sí solas el riesgo de exploración, tal como ha sucedido hasta ahora, pueden proporcionar su tecnología y experiencia y dirigir los trabajos por cuenta del país prestatario, por un honorario fijo. Si sus esfuerzos se ven coronados por el éxito, sus servicios pueden ser contratados para desarrollar el descubrimiento y hacerlo producir, ya sea ellas solas o formando una empresa mixta con el gobierno anfitrión, de acuerdo con arreglos contractuales justos y realistas por negociarse en el momento oportuno. Así, el Banco Mundial puede continuar adhiriéndose a su función declarada de "catalizador" de una mayor y más equitativa participación del sector privado internacional.

Finalmente, no es necesario decir que al ampliar su limitado papel actual en la promoción del desarrollo de exploraciones petroleras en el Tercer Mundo y en los países menos desarrollados, el sector público internacional y el Banco Mundial en particular, al asumir el riesgo financiero de la perforación de prospección, promoverá simultáneamente dos causas meritorias:

a. Ayudar a este grupo de países a encontrar y desarrollar sus propios recursos, y

b. Reforzar o por lo menos mantener las actuales aunque constantemente decrecientes reservas mundiales y ayudar así a evitar el déficit de suministros previstos para fines de siglo.

Las implicaciones positivas de estas dos metas para el continúo progreso, prosperidad y paz del mundo son evidentes.

Epílogo: El Caso del Perú

En este epílogo (cuyo texto todavía está incompleto) el autor quiere delinear brevemente los principales acontecimientos desde el inicio de las exploraciones petroleras en el Perú en 1863, cuando se perforó el primer pozo, hasta 1968, cuando se abolió el régimen de concesiones. Los acontecimientos principales en la era posterior a la nacionalización serán puestos de relieve con especial énfasis en el papel desempeñado por la empresa estatal PETROPERU en la ejecución de las operaciones petroleras, por sí sola o en sociedad con contratistas extranjeros. El Epílogo se concentra luego en exponer la ayuda externa recibida por PETROPERU hasta ahora del sector público internacional (tales como los préstamos del Banco Mundial de 1980 y 1983, y el préstamo del Banco Interamericano de 1981) y argumentaremos sobre la necesidad de ampliar la ayuda de dicho sector en el futuro inmediato.

N O T A S

(1) National Petroleum Council, Third World Petroleum Development: A Statement of Principles, Diciembre, 1982

(2) Petroleum Economist, Energy Problems of the Third World, Octubre, 1981, p. 4I9

(3) The World Bank Annual Report, 1983, p. 42, Tabla I

(4) Petroleum Economist, Abril y Mayo de 1981, pp. 176 y 193 respectivamente.

(5) IDB Annual Report, 1982, p. 47

(6) Petroleum Intelligence Weekly, 26 de Noviembre de 1979, p. 10

(7) Oil £ Gas Jounal, 8 de Junio de 1981, p. 65

(8) Platts' Oilgram News, 10 de Diciembre de 1980, p. I y 13 de Julio de 1982, p. 2

(9) La información sobre la PCIAC se ha obtenido de diversos documentos oficiales, especialmente del Informe Anual de 1983.

(10) Platts' Oilgram News, 2 de Diciembre de 1981

(11) Petroleum Economist, Octubre de 1980, p. 453

(12) Platt's Oilgram News, 7 de Mayo de 1982

(13) The World Bank Annual Report, 1984 p. 14

(14) The World Bank, A Program to Accelerate Petroleum Production in the Developing Countries, Enero de 1979, p. 6

(15) The World Bank Annual Report, 1984, p. 208 -

(16) Véase una mayor y más detallada exposición de este tema en H.S. Zakariya, The World BAnk and Petroleum Development in the Third World, Foro sobre Recursos Naturales, Vol. 8, No. 1 (Enero de 1984), pp. 5-23

esan
INSTITUTO DE DESARROLLO ECONOMICO
IDE / ESAN
AV. ALONSO DE MOLINA S/N MONTERRICO CHICO TELEFONO: 35-1760

MARZO 1985