

NT UN
EC 14

84

**EL RÉGIMEN DE
CONTRATACIÓN PETROLERA
DE AMÉRICA LATINA EN LA
DÉCADA DE LOS NOVENTA**

Humberto Campodónico

**CUADERNOS
DE LA CEPAL**



NACIONES UNIDAS



003600144

Cuadernos de la CEPAL, N° 84 1998 C.1



CUADERNOS DE LA CEPAL

**EL RÉGIMEN DE
CONTRATACIÓN PETROLERA
DE AMÉRICA LATINA EN LA
DÉCADA DE LOS NOVENTA**

Humberto Campodónico



**NACIONES UNIDAS
COMISIÓN ECONÓMICA PARA AMÉRICA LATINA Y EL CARIBE
Santiago de Chile, 1998**

LC/G.2025-P
Octubre de 1998

Documento elaborado por Humberto Campodónico, consultor, bajo la dirección de Fernando Sánchez Albavera, asesor regional (División de Medio Ambiente y Desarrollo de la CEPAL), y de Alejandro Vera Vasallo, asesor de la Secretaría Ejecutiva de la CEPAL. Las opiniones expresadas en este trabajo son de la exclusiva responsabilidad del autor y pueden no coincidir con las de la Organización.

Copyright © Naciones Unidas 1998
Todos los derechos están reservados
Impreso en Santiago de Chile

La autorización para reproducir total o parcialmente esta obra debe solicitarse al Secretario de la Junta de Publicaciones, Sede de las Naciones Unidas, Nueva York, N.Y. 10017, EE.UU. Los Estados miembros y sus instituciones gubernamentales pueden reproducir esta obra sin autorización previa. Sólo se les solicita que mencionen la fuente e informen a las Naciones Unidas de tal reproducción.

PUBLICACIÓN DE LAS NACIONES UNIDAS
Número de venta: S.98.II.G.12
ISSN 0252-2195 ISBN 92-1-321479-0

ÍNDICE

	<i>Página</i>
RESUMEN	9
ABSTRACT	11
I. PANORAMA DE LA LEGISLACIÓN PETROLERA	13
A. ORIENTACIONES GENERALES	13
B. CAMBIOS ESPECÍFICOS	15
II. RÉGIMEN DE CONTRATACIÓN EN ARGENTINA	37
A. CONSIDERACIONES GENERALES	37
B. PRINCIPALES CARACTERÍSTICAS DE LOS PERMISOS, CONCESIONES Y CONTRATOS	39
C. COMENTARIO SOBRE LAS MODIFICACIONES	50
III. RÉGIMEN DE CONTRATACIÓN EN BOLIVIA	53
A. CONSIDERACIONES GENERALES	53
B. PRINCIPALES CARACTERÍSTICAS DE LOS CONTRATOS	54
C. COMENTARIO SOBRE LAS MODIFICACIONES	62
IV. RÉGIMEN DE CONTRATACIÓN EN BRASIL	65
A. CONSIDERACIONES GENERALES	65
B. PRINCIPALES CARACTERÍSTICAS DE LOS CONTRATOS	66

	<i>Página</i>
V. RÉGIMEN DE CONTRATACIÓN EN CHILE	71
A. CONSIDERACIONES GENERALES	71
B. PRINCIPALES CARACTERÍSTICAS DE LOS CONTRATOS DE PARTICIPACIÓN EN LA PRODUCCIÓN	72
VI. RÉGIMEN DE CONTRATACIÓN EN COLOMBIA	79
A. CONSIDERACIONES GENERALES	79
B. PRINCIPALES CARACTERÍSTICAS DE LOS CONTRATOS	79
C. COMENTARIO SOBRE LAS MODIFICACIONES	87
VII. RÉGIMEN DE CONTRATACIÓN EN ECUADOR	89
A. CONSIDERACIONES GENERALES	89
B. PRINCIPALES CARACTERÍSTICAS DE LOS CONTRATOS	90
C. COMENTARIO SOBRE LAS MODIFICACIONES	97
VIII. RÉGIMEN DE CONTRATACIÓN EN GUATEMALA	101
A. CONSIDERACIONES GENERALES	101
B. PRINCIPALES CARACTERÍSTICAS DE LOS CONTRATOS	101
IX. RÉGIMEN DE CONTRATACIÓN EN MÉXICO	107
X. RÉGIMEN DE CONTRATACIÓN EN PERÚ	109
A. CONSIDERACIONES GENERALES	109
B. PRINCIPALES CARACTERÍSTICAS DE LOS CONTRATOS	110
C. COMENTARIO SOBRE LAS MODIFICACIONES	118

	<i>Página</i>
XI. RÉGIMEN DE CONTRATACIÓN EN VENEZUELA	121
A. CONSIDERACIONES GENERALES	121
B. PRINCIPALES CARACTERÍSTICAS DEL CONVENIO DE ASOCIACIÓN	122
C. COMENTARIO SOBRE LAS MODIFICACIONES	127
GLOSARIO	129
BIBLIOGRAFÍA	131

ÍNDICE DE RECUADROS

Recuadro 1: Modalidades de contratación	30
Recuadro 2: Entidades participantes	31
Recuadro 3: Duración, extensión y suelta de áreas	32
Recuadro 4: Obligaciones, propiedad y disponibilidad del petróleo	33
Recuadro 5: Retribución y disponibilidad de divisas	34
Recuadro 6: Regímenes arancelario y tributario, depreciación y regalías	35
Recuadro 7: Plan Argentina: El factor G	46
Recuadro 8: Colombia: El factor R a partir de 1994	85
Recuadro 9: Ecuador: Retribución del contratista y factor R	94
Recuadro 10: Ecuador: Preservación del medio ambiente	98
Recuadro 11: Ecuador: Modificación del factor R	99
Recuadro 12: Perú: Preservación del medio ambiente	117

RESUMEN

El presente estudio se inscribe dentro del programa de trabajo de la División de Medio Ambiente y Desarrollo de la CEPAL, en lo concerniente a la evaluación de los recursos energéticos en el contexto del desarrollo sustentable. De igual modo, forma parte de los trabajos interdivisionales realizados con la Unidad Conjunta CEPAL/UNCTAD de Empresas Transnacionales de la División de Desarrollo Productivo y Empresarial de la CEPAL, trabajos que versan sobre el comportamiento de la inversión extranjera directa en sectores seleccionados y sobre el papel de los recursos naturales en la articulación interna y externa de la estructura productiva.

El estudio se propone dar cuenta de los cambios más importantes que ha experimentado, en el curso de las últimas décadas, la legislación petrolera de diez países de la región: Argentina, Bolivia, Brasil, Chile, Colombia, Ecuador, Guatemala, México, Perú y Venezuela. Para ello se compararon las legislaciones actualmente vigentes (dictadas fundamentalmente en los años noventa, hasta diciembre de 1996) con las que regían en los decenios anteriores.

Para llevar a cabo esa comparación se escogieron 26 aspectos considerados decisivos (por ejemplo, el tipo de contrato, su duración, los plazos de exploración y explotación, el régimen tributario, la retribución de la empresa contratista), y esa matriz se aplicó sistemáticamente a las sucesivas legislaciones de cada uno de los 10 países estudiados.

El documento está dividido en 11 capítulos. El primero es un resumen de los siguientes (esto es, una comparación, conforme a los 26 aspectos ya indicados, de las disposiciones petroleras vigentes en los 10 países a lo largo del período en cuestión), mientras que los capítulos restantes están dedicados a analizar la evolución seguida por la legislación petrolera en cada país.

Como es natural, la realización del estudio exigió reunir previamente la información pertinente, en especial la leyes correspondientes de cada país. Para esa tarea se contó con la colaboración de diversas personas e instituciones, entre ellas la Embajada de la República Argentina en Lima; de Alberto Acosta, economista de la Fundación ILDYS (Ecuador); de la

dirección de relaciones públicas de la Empresa Colombiana de Petróleos (ECOPETROL); de Raúl Vásquez, de Colombia, consultor de la Junta del Acuerdo de Cartagena; de Susan Brandwayn, de la Conferencia de las Naciones Unidas sobre Comercio y Desarrollo (UNCTAD); de la biblioteca de la sede de Nueva York de las Naciones Unidas, y de Carmen Castañeda, encargada de la biblioteca de la compañía Petróleos del Perú (PETROPERU).

ABSTRACT

This study, undertaken as part of the evaluation of energy resources and sustainable development under the programme of work of the Environment and Development Division of the Economic Commission for Latin America and the Caribbean (ECLAC) is, at the same time, one of the interdivisional projects conducted together with the Joint ECLAC/UNCTAD Unit on Transnational Corporations in the Division of Production, Productivity and Management of ECLAC on foreign direct investment (FDI) patterns in selected sectors and the role of natural resources in internal and external production linkages.

The study examines the most significant changes in petroleum laws effected in recent decades in 10 countries in the region: Argentina, Bolivia, Brazil, Chile, Colombia, Ecuador, Guatemala, Mexico, Peru and Venezuela. Accordingly, existing legislation (enacted, for the most part, in the 1990s but prior to December 1996) has been compared with earlier legislation.

For the purposes of this comparison, 26 factors considered crucial (for example, type of contract, duration, deadlines for exploration and exploitation, the tax system, the fee of the contracting company) were selected and this matrix was applied systematically to the successive legislations of each of the 10 countries under consideration.

The study is divided into 11 chapters. The first contains a summary of the subsequent sections (i.e., it seeks to compare the petroleum regulations in force in the 10 countries throughout the relevant period with respect to the 26 factors referred to above); the remaining chapters examine the evolution of petroleum legislation in each country.

Data collection, specifically on the relevant laws of each country was, of course, a necessary preliminary to this study. In this regard, we are indebted to a number of individuals and organizations who provided us with valuable assistance. They included the Embassy of the Argentine Republic in Lima, Alberto Acosta, an economist at the Latin American Institute for Social Research (ILDIS) (Ecuador); the office for public relations of Colombian Petroleum Enterprise (COLPET); Raúl Vásquez, of Colombia, a consultant to the Board of the Cartagena Agreement; Susan

Brandwayn of the United Nations Conference on Trade and Development (UNCTAD), the Dag Hammarskjöld Library at United Nations Headquarters in New York; and Carmen Castañeda, head of the library of Petróleos del Perú (PETROPERU).

I. PANORAMA DE LA LEGISLACIÓN PETROLERA

A. ORIENTACIONES GENERALES

A comienzos de los años noventa, 6 de los 11 países estudiados (Argentina, Bolivia, Colombia, Ecuador, Perú y Venezuela) introdujeron modificaciones importantes en sus regímenes de contratación petrolera, con el objetivo de otorgar mayores incentivos a los inversionistas extranjeros y, de ese modo, incrementar sus reservas y mejorar el saldo neto de divisas.

Los principales incentivos fueron los siguientes: mayor participación en la producción de petróleo o, simplemente, otorgamiento de la propiedad del petróleo a las compañías extranjeras; disminución de las tasas del impuesto a la renta y a las remesas (en algunos casos se eliminaron los impuestos a las remesas); mayores plazos para la exploración, e introducción de la llamada opción sísmica, que elimina la obligación de perforar pozos exploratorios (véase el glosario).

En esos seis países, aunque en menor grado en Venezuela, se introdujeron también modificaciones tendientes a liberalizar y desregular las diferentes fases de la industria. En lo que concierne al mercado interno, se dictaron leyes que otorgan libertad a las empresas para la fijación de precios y la comercialización de los derivados del petróleo. En cuanto al mercado externo, en casi todos los países se determinó la libre comercialización del petróleo, y también se liberalizaron las actividades de elaboración secundaria, como refinación, industrialización y transporte del petróleo y sus derivados.

En Venezuela tuvo lugar en los años noventa la modificación más importante desde la promulgación, en 1975, de la ley de nacionalización del petróleo, que reservó para el Estado y la compañía petrolera estatal todas las actividades relacionadas con la industria respectiva, incluso la exploración. En efecto, en julio de 1995, el Congreso de Venezuela promulgó una ley para celebrar convenios de asociación para la exploración a riesgo en nuevas áreas y para la producción de hidrocarburos conforme al esquema de ganancias compartidas. Cabe anotar que en 1992

y 1993 el Congreso de Venezuela ya había aprobado la celebración de diversos contratos entre la compañía estatal y distintas compañías extranjeras para la explotación de petróleo pesado.

En varios países, las empresas estatales de petróleo incorporaron modificaciones tendientes a fomentar la inyección de capital privado y a poner en marcha asociaciones estratégicas con empresas extranjeras. En uno de ellos, Argentina, se privatizó el 45% de las acciones de la empresa estatal Yacimientos Petrolíferos Fiscales (YPF).

En marzo de 1994 se promulgó en Bolivia la ley de capitalización, que plantea la privatización de las empresas estatales mediante un aumento de capital. Bajo la nueva modalidad contractual, los lotes productores se adjudicaron a inversionistas extranjeros. Asimismo, se promulgó una nueva ley de hidrocarburos, la Ley 1.689 de abril de 1996, que introduce modificaciones de la mayor importancia.

En Perú se promulgó una nueva ley de hidrocarburos (Ley 26.221 de 1993) y se concretó la privatización parcial de PETROPERU (lotes petroleros, refinería de La Pampilla, planta de lubricantes).

En Chile y Guatemala, la legislación petrolera de exploración y explotación no experimentó cambios en los años noventa.

Algo distinto sucedió en Brasil y México. En 1988 se aprobó en Brasil una nueva Constitución Política, que abolió el régimen de contratos de exploración con compañías extranjeras y concedió el monopolio de la exploración petrolera al Estado y a la compañía estatal Petróleo Brasileiro (PETROBRAS). Es decir, los cambios marcharon en sentido contrario a los de los restantes países mencionados.

Sin embargo, en esta década hubo también en Brasil modificaciones semejantes a las de los demás países. En noviembre de 1995, el Parlamento de Brasil aprobó la Enmienda Constitucional N° 09, en la cual se establece que el Estado podrá contratar con empresas estatales y privadas la realización de actividades de exploración y explotación de petróleo. Estas actividades deberán estar consagradas en una ley, que hasta diciembre de 1996 aún no había sido promulgada. La enmienda constitucional estipula que esa futura ley deberá garantizar el abastecimiento de los derivados de petróleo en todo el territorio nacional, especificar las condiciones de contratación y determinar la estructura y atribuciones del órgano regulador del monopolio de la Unión.

En lo que respecta a México, el artículo 27 de la Constitución Política de 1917, todavía vigente, establece el monopolio del Estado para las actividades relacionadas con la industria petrolera, entre ellas la exploración. Esta disposición ha sido reafirmada en numerosas oportunidades. En julio de 1992, el Gobierno de México promulgó la ley orgánica de la compañía Petróleos Mexicanos (PEMEX) y de las empresas subsidiarias, que pese a no introducir ningún cambio en lo relacionado con

la exploración y explotación, dispone una nueva organización de PEMEX, de manera que pueda cumplir con el plan de modernización energética 1989-1994. Por otra parte, en 1995 se promulgaron modificaciones legales para permitir el ingreso de capital privado en el transporte, almacenamiento y distribución de gas natural. La reforma, sin embargo, no toca lo relacionado con la exploración y explotación del gas, tareas que continuarán siendo de exclusiva responsabilidad de PEMEX.

B. CAMBIOS ESPECÍFICOS

En lo que sigue se pasará revista a los cambios verificados en la contratación petrolera de los distintos países, conforme a 26 aspectos considerados esenciales.

1. Modalidad de contrato

En lo que va de los años noventa, el régimen de contratación petrolera (exploración y explotación) ha sido objeto, en casi todos los países estudiados, de una serie de modificaciones. Las principales tendencias son las siguientes:

a) En Argentina se retomó lo contemplado en la Ley 17.319 de 1967, que concede permisos de exploración y, además, concesiones de explotación, en las que el petróleo es propiedad del concesionario. Además, se desreguló toda la industria petrolera, y en junio de 1993 se privatizó 45% de las acciones de YPF.

b) En marzo de 1994 se promulgó en Bolivia la ley de capitalización, que establece la conversión de las empresas estatales —entre ellas Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos (YPFB)— en sociedades mixtas. En abril de 1996 se promulgó una nueva ley de hidrocarburos, la Ley 1.689, que estipula contratos de riesgo compartido con YPFB para la exploración, explotación y comercialización de hidrocarburos. Esta ley prohíbe a YPFB realizar directamente actividades de exploración y producción de petróleo, y establece que, para llevarlas a cabo, esta empresa debe necesariamente celebrar contratos de riesgo compartido, por tiempo limitado, con personas individuales o colectivas, nacionales o extranjeras.

c) En Brasil, como se dijo anteriormente, la Enmienda Constitucional N° 09 de noviembre de 1995 estableció que el Estado podía contratar con empresas estatales y privadas la realización de actividades de exploración y explotación de petróleo.

d) En diciembre de 1993 se promulgaron en Ecuador las leyes 44 y 49, modificatorias de la ley de hidrocarburos (que data de 1971, aunque ha experimentado en el intertanto sucesivas modificaciones de importancia). La Ley 44 introduce la modalidad de contratos de participación en la

producción, contratos en virtud de los cuales el contratista tiene ahora derecho a recibir su retribución en petróleo, mientras que anteriormente, con los contratos de prestación de servicios, la retribución se hacía en efectivo.

e) En Colombia siguen rigiendo, sin modificaciones sustanciales, los contratos de asociación estipulados en la Ley 20 de 1969, ratificada por el Decreto 2.310 de 1974. Según esta modalidad, la empresa contratista asume el riesgo en la etapa de exploración, y está obligada a asociarse con la Empresa Colombiana de Petróleos (ECOPETROL) si se verifica un hallazgo.

En 1994 y 1995 hubo modificaciones que aumentaron la retribución de los contratistas, en función del monto de sus inversiones, el costo de desarrollo de los campos y los precios del petróleo. También se estableció el reembolso al contratista, por parte de ECOPETROL, del 50% del dinero gastado en la perforación de pozos exploratorios que resultaran secos, en el caso de descubrimiento comercial. Anteriormente, el reembolso sólo se otorgaba si los pozos exploratorios eran productivos.

f) En Perú, la nueva ley de hidrocarburos (Ley 26.221 de 1993) estableció nuevas formas de contratación, los llamados contratos de licencia, que otorgan al contratista la propiedad del petróleo extraído, previo pago de una regalía al Estado. En la ley se establece también la creación de un nuevo ente estatal de corte únicamente administrativo, PERUPETRO, al que se le encarga llevar todas las relaciones con los contratistas. En la misma ley se plantea la privatización de la empresa estatal PETROPERU, medida que hasta 1996 todavía no se había concretado.

g) Como se dijo antes, el Congreso de Venezuela aprobó en julio de 1995 una ley que autoriza la celebración de convenios de asociación para la exploración a riesgo de nuevas áreas y la producción de hidrocarburos bajo el esquema de ganancias compartidas.

2. Entidades negociadoras

En general, las modificaciones en la legislación tienden a simplificar la negociación de los contratos, de los permisos o las concesiones, aunque no ocurre así en Venezuela, donde la entidad negociadora, Petróleos de Venezuela, S.A. (PDVSA), o una filial de la misma, requiere autorización del Congreso en cada caso.

En Argentina, la Subsecretaría de Combustibles reemplazó en estas funciones a la de Minería, e YPF tampoco participa ya en la negociación de los contratos.

En Chile, el ente negociador es el Ministerio de Minería. En Guatemala lo es el Ministerio de Energía y Minas.

En Perú, la entidad negociadora ya no es PETROPERU, sino una nueva entidad, PERUPETRO, que no tiene injerencia en la actividad productiva de la industria petrolera.

En Bolivia, Colombia y Ecuador, la entidad negociadora sigue siendo la empresa estatal.

3. Formas de adjudicación del contrato, del permiso o de la concesión

Existen dos modalidades para el otorgamiento de los lotes con filiación petrolera: la negociación caso por caso o la licitación internacional. Esta última es la fórmula que se aplica en Argentina, Ecuador y Venezuela, aunque en otros países se han introducido recientemente modificaciones legales tendientes a adoptar esta misma modalidad. Así ocurre con Bolivia, Colombia y Perú, países en los que antes se negociaba caso por caso, pero que ahora han incorporado la segunda opción. En Chile y Guatemala, sin embargo, se sigue negociando caso por caso.

4. Entidad nacional que aprueba el contrato, permiso o concesión

En Argentina, Bolivia, Chile, Guatemala y Perú,¹ corresponde al Poder Ejecutivo aprobar, mediante decreto supremo, los permisos de exploración, las concesiones o los contratos petroleros.

En Venezuela, el Congreso de la República autoriza cada uno de los contratos de asociación.

En Colombia, el subsector de hidrocarburos del Ministerio de Minas y Energía aprueba los contratos que celebre la junta directiva de ECOPETROL. Cabe señalar que el Ministro de Minas y Energía es, además, presidente del directorio de ECOPETROL.

En Ecuador, la adjudicación de los contratos está a cargo de un comité especial de licitación, mediante un procedimiento de licitación *ad hoc* basado en un reglamento que expide el Presidente de la República.²

5. Extensión del área

En algunos países se produjeron modificaciones a este respecto. Por ejemplo, en Perú ya no es obligatorio que los lotes tengan 1 000 000 de hectáreas, y las dimensiones se fijan caso por caso. En Ecuador la nueva

¹ En Perú, la Ley 26.221 de 1993 redujo el número de organismos estatales que debían opinar sobre los contratos. Anteriormente se necesitaba el voto aprobatorio del Consejo de Ministros y la opinión favorable de nueve organismos estatales; ahora sólo se exige un decreto supremo del Ministerio de Energía y Minas y del Ministerio de Economía y Finanzas.

² El CEL está formado por el Ministro de Energía y Minas, del Ministerio de Defensa Nacional, Finanzas y Crédito Público y por el Contralor General del Estado. Se requiere además, informe del Procurador General del Estado y Dictámen del Comando Conjunto de la Fuerza Armada (Art. 18, Decreto 1415 del 21/1/94).5.

legislación duplicó el área del contrato en la superficie terrestre, área que se amplía ahora hasta 400 000 hectáreas, mientras que antes el máximo otorgable era de 200 000 hectáreas.

En Bolivia ya no se fija un máximo otorgable. Mediante decreto supremo, periódicamente se determinarán la extensión y el número de las áreas de contrato, en zonas declaradas tradicionales y no tradicionales.

En Chile y Colombia no se fija la extensión del área otorgable. La extensión y configuración de las áreas que son materia del contrato se determinan caso por caso.

En Guatemala se fija un área máxima otorgable.

En Argentina no ha variado el máximo otorgable, que es de 10 000 kilómetros cuadrados en la superficie terrestre y de 15 000 kilómetros cuadrados costa afuera.

En Venezuela, las dimensiones se fijan caso por caso.

6. Duración del contrato

La duración del contrato puede variar según se refiera a la fase de exploración o a la fase de explotación.

a) Fase de exploración

Sólo en Argentina y Perú se ha ampliado el plazo pertinente. En Argentina, el Plan Houston (1984) preveía un plazo de ocho años. Ahora, el Plan Argentina (1990) prevé uno de 10 años.

En Bolivia se distinguen ahora tres fases de exploración, cada una de las cuales puede llegar a un máximo de siete años.

En Chile, la duración de la fase de exploración es de 5 años, pudiendo llegar a un máximo de 10. No ha habido modificaciones en la década de 1990.

En Colombia, la duración de esta fase ha estado fijada desde hace tiempo en seis años, y no ha sido modificada últimamente.

En Guatemala, la fase de exploración dura 6 años, lo cual tampoco ha sido modificado últimamente.

Igual cosa ocurre en Ecuador, donde la fase de exploración es de cuatro años, prorrogable por dos años.

En Perú, se amplió la fase de exploración de seis a siete años a partir de 1987.

En Venezuela, la nueva legislación prevé que la etapa de exploración puede durar un máximo de nueve años.

b) Fase de explotación

En algunos países, el contrato se prolonga por un período adicional si se produce un descubrimiento comercial de petróleo y se pasa a la fase de explotación. En Bolivia, Chile, Colombia, Guatemala, Perú y Venezuela

la suma de los períodos de exploración y de explotación define el tiempo máximo de duración del contrato permitido por la ley.

En Argentina, la duración de la concesión de explotación es de 25 años, pudiendo ser prorrogada por 10 años. De esta manera, la duración total del permiso de exploración y de la concesión de explotación puede llegar a 45 años (10 por la etapa de exploración y 35 por la de explotación).

En Bolivia ha variado la duración del contrato. En su totalidad, el contrato no puede exceder de 40 años. Sin embargo, si el contratista descubre petróleo que no se pueda comercializar, sea por inexistencia o insuficiencia de transporte o por limitaciones en el acceso al mercado, podrá retener el área del campo por un máximo de diez años.

En Chile, la duración máxima del contrato es de 35 años. No ha habido modificaciones.

En Colombia, la fase de explotación es de 22 años, con lo cual la duración total del contrato, sumadas ambas fases, es de 28 años, disposición que no ha variado últimamente.

En Ecuador, la duración de la fase de explotación es de 20 años, pudiendo prorrogarse conforme a los intereses del Estado. Tampoco ha variado esta disposición en los últimos años.

En Guatemala, la duración máxima del contrato, sumadas las fases de exploración y de explotación, es de 25 años, lo cual no ha sido modificado.

En Perú, el plazo máximo del contrato es de 30 años, lo que significa que si la fase de exploración dura el máximo de 7 años, la fase de explotación tendrá una duración máxima de 23 años. En los casos en que el inversionista descubra petróleo, y éste no sea explotable comercialmente debido a problemas de transporte, se puede ampliar la duración del contrato en 5 años.

En Venezuela, la etapa de explotación dura un máximo de 20 años.

7. Condiciones en la etapa de exploración

En casi todos los países el contratista está obligado a presentar un programa de exploración, el cual debe además sujetarse a determinadas exigencias técnicas a lo largo del período acordado. En todos los países se establece también que el contratista debe otorgar garantías (por ejemplo, fianzas bancarias) para comprometer el cumplimiento del programa.

No obstante, las exigencias han disminuido en los últimos años: antes, por ejemplo, las legislaciones vigentes solían imponer la obligación de perforar pozos exploratorios, como punto culminante del programa respectivo, aunque no siempre los resultados geológicos y sísmicos justificaran esa práctica, que era por eso motivo de controversias. De ese modo, pese a no ser la perforación una labor técnicamente necesaria, su no realización era castigada con la ejecución de la garantía otorgada por el contratista.

Por ello, en las nuevas legislaciones se ha incluido, por lo general, la llamada opción sísmica (véase el glosario), lo que significa que el contratista puede quedarse en la fase de sísmica (véase el glosario) sin tener que perforar obligatoriamente pozos exploratorios. Esto último sólo se lleva a cabo si los levantamientos sísmicos determinan su conveniencia.

En Argentina se establece ahora un compromiso de trabajo para el período de exploración, compromiso que se expresa en unidades de trabajo. Estas unidades se expresan en dólares y consisten en el levantamiento de cierto número de líneas sísmicas o en la perforación de un número dado de metros. La novedad de la legislación actual reside en que ambos mecanismos son intercambiables, es decir, el contratista puede optar por uno u otro.

El titular de un permiso debe llevar a cabo íntegramente el trabajo comprometido. De no hacerlo, deberá abonar al Estado, en valor actualizado, el saldo monetario pendiente. Si decide pasar a la segunda fase de exploración debe obligatoriamente perforar un pozo.

En Bolivia rige ahora un mínimo de unidades de trabajo para cada fase del período de exploración, mínimo que es determinado por decreto supremo.

En Chile es obligatorio abrir pozos de exploración después del segundo año de la fase de exploración inicial.

En Colombia, la empresa asociada se compromete a realizar un programa sísmico en el primer año y a abrir un pozo exploratorio en el segundo y el tercero. No se especifican garantías.

En Ecuador, la perforación es obligatoria sólo si se detectan trampas estratigráficas y estructurales. El contratista debe presentar una fianza que cubra el 20% de sus compromisos.

En Guatemala existe la obligación de perforar por lo menos un pozo exploratorio durante los tres primeros años del contrato.

En Perú se exige un programa de trabajo mínimo obligatorio, el cual debe ser garantizado con una fianza, cuyo monto será acordado con el contratista. No existe obligación de perforar pozos exploratorios.

En Venezuela se elabora un plan de exploración, cuya ejecución corre por exclusiva cuenta y riesgo de los inversionistas. Una vez cumplido el plan, todo esfuerzo exploratorio adicional deberá ser aprobado por el comité de control respectivo.

8. Condiciones en la etapa de explotación

En todos los países se ha mantenido la obligación de presentar programas de desarrollo y compromisos de inversión, así como la de ofrecer garantías de su cumplimiento.

En Argentina, el concesionario debe presentar programas de desarrollo y compromisos de inversión. Asimismo, se le exige entregar un bono de garantía en dólares por un monto equivalente a la inversión comprometida.

En Bolivia, el contratista debe presentar un programa de trabajo. Notificado un descubrimiento comercial, la producción de hidrocarburos debe iniciarse dentro de un plazo de tres años en las zonas tradicionales, y dentro de un plazo de cinco años en las zonas no tradicionales.

En Chile, la empresa contratista debe presentar oportunamente un programa de trabajo y un presupuesto para todas las actividades de cada año.

En Colombia, ECOPETROL y la compañía asociada negocian un programa de explotación, que es específico para cada caso. En 1995 se modificó la legislación existente para permitir el reembolso al contratista del 50% del costo de los pozos de exploración que no resultaran exitosos. Anteriormente, ECOPETROL no reembolsaba el dinero gastado en pozos que resultaran secos.

En Ecuador se exige un programa de explotación y, también, una garantía equivalente a 20% de las inversiones comprometidas para los tres primeros años.

En Guatemala, el contratista debe presentar un programa de desarrollo y someterlo a la aprobación del Ministerio de Energía y Minas.

En Perú se debe presentar anualmente a PERUPETRO (antes a PETROPERU) un plan quinquenal de desarrollo. Ni en la legislación vigente ni en la anterior se hace mención de garantías para el cumplimiento del plan.

En Venezuela, se elabora primero un plan de evaluación, el cual se somete a la aprobación del comité de control. Una vez aprobado ese plan, los inversionistas presentan un plan de desarrollo que también debe ser aprobado por el comité de control.

9. Suelta del área en el momento de comenzar la explotación

En general, en la mayoría de los países se han flexibilizado las condiciones para la suelta de área (véase el glosario).

En Argentina se devuelve 50% del área inicialmente otorgada, pero se pueden retener los bloques en que se haya hecho un descubrimiento comercial. Además, los bloques se pueden retener por un año adicional cuando esté en estudio un descubrimiento comercial.

En Bolivia, al finalizar la primera fase, el contratista debe devolver no menos de 20% del área original de exploración cuando ésta sea superior a 10 parcelas. Al finalizar la segunda fase, debe devolver no menos de 30% del área original de exploración cuando ésta sea superior a 10 parcelas.

En Chile, el contratista debe devolver 50% del área al término del quinto año de exploración. Al declararse la comercialización, sólo podrá retener las áreas de explotación del yacimiento.

En Colombia, la empresa asociada debe devolver 50% del área original, a más tardar al sexto año del período de exploración. Dos años después, la superficie se reduce a 25% del área contratada inicialmente, y dos años más tarde debe reducirse al área del campo comercial o de los campos comerciales que estén en producción o desarrollo, más una zona de reserva de cinco kilómetros de diámetro alrededor de cada campo.

En Ecuador, el contratista debía devolver 60% del área al término del período exploratorio, pero ahora puede retener las áreas comercialmente explotables e, incluso, puede mantener áreas adicionales para nuevas exploraciones dentro de los tres primeros años del período de explotación.

En Guatemala, el contratista debe devolver 50% del área al término del quinto año de exploración. Si se encuentra un yacimiento comercialmente aprovechable, el área de explotación no excederá de 10 000 hectáreas, salvo casos específicos.

En Perú ha habido cambios significativos al respecto. Antes, la suelta era de 50% al término de la fase de exploración. Ahora, la compañía contratista puede retener las áreas productoras más una zona circundante de seguridad técnica. Si se hace un descubrimiento no aprovechable comercialmente —únicamente por problemas de transporte—, se puede retener el área por un período máximo de cinco años.

En Venezuela, los bloques que no estén comprendidos en el esfuerzo exploratorio adicional o en un área de desarrollo, quedarán excluidos del convenio. Igualmente, al terminar el esfuerzo exploratorio adicional, quedarán excluidos del convenio los bloques que no estén dentro de un área de desarrollo. En ambos casos, los bloques volverán a la filial de la empresa estatal para su administración directa.

10. Propiedad del petróleo

En Argentina y Perú se han producido importantes modificaciones al respecto, en virtud de las cuales se otorga la propiedad del petróleo a los inversionistas, es decir, al concesionario y al licenciatario.

En Bolivia, Colombia y Ecuador la nueva legislación estipula que los contratistas, una vez que reciben del Estado (o de la compañía estatal) la cantidad de petróleo que les corresponde según el contrato, pueden disponer libremente de ella. En Bolivia, además, los contratistas gozan ahora del derecho a explotar los yacimientos, extraer petróleo, transportarlo y comercializarlo. Tienen, por lo tanto, la propiedad del petróleo extraído. En Colombia, la compañía asociada es dueña del porcentaje de petróleo que le corresponde.

En Chile y Guatemala, el petróleo es de propiedad del Estado. El contratista recibe como retribución por sus servicios una cantidad de petróleo (en Guatemala la retribución puede ser también en efectivo) que se determina en cada contrato.

En Ecuador, la nueva legislación otorga al contratista la libre disponibilidad de los hidrocarburos que le corresponden. Anteriormente, todo el petróleo era de propiedad del Estado, a través de la empresa PETROECUADOR. El contratista recibía un pago por sus servicios que podía ser en petróleo, de acuerdo con una tarifa previamente establecida.

En Venezuela, el petróleo es de propiedad del Estado. Los inversionistas reciben una cantidad de petróleo como retribución por sus actividades, en una proporción equivalente a su participación en el capital social de la empresa mixta.

11. Obligación de abastecer el mercado interno

En Argentina, Bolivia y Perú los contratistas ya no están obligados a abastecer el mercado interno. En Perú, la obligación sólo existe en caso de emergencia nacional, sancionada por ley expresa. Esta obligación sí se mantiene en Chile, Colombia, Ecuador, Guatemala y Venezuela.

12. Retribución del contratista

En la mayoría de los países se han producido modificaciones en este plano, con el objeto de favorecer al contratista y promover la inversión. Es frecuente, por ejemplo, otorgarles una mayor participación en la producción de petróleo (contratos de participación) o reducir los impuestos.

En el caso de las concesiones de explotación (Argentina) o de los contratos de licencia (Perú), la empresa concesionaria o licenciataria es dueña de todo el petróleo extraído, previo pago de una regalía, por lo que su retribución está en función de los precios internacionales.

En Bolivia, la retribución era anteriormente en especie o en efectivo, fijándose la participación en cada contrato. Ahora se retribuye con el petróleo extraído, menos las regalías establecidas por ley, que totalizan 18% de la producción fiscalizada.

En Chile, la retribución del contratista, representada por un porcentaje de la producción de petróleo que se fija en cada contrato, no ha experimentado variaciones.

En Colombia, el petróleo producido se reparte entre la compañía asociada y ECOPETROL, de acuerdo con un porcentaje establecido en el contrato. En 1994 se introdujeron nuevos parámetros para esa repartición, que toman en cuenta los ingresos de la empresa asociada, sus inversiones

y los costos acumulados. (Véase en el glosario lo relativo al factor R de Colombia.)

En Ecuador, los contratistas, al presentarse a la licitación, proponen a la compañía estatal los porcentajes de distribución del petróleo. Se establece un factor R (véase el glosario) que varía según la cantidad de petróleo extraído. A mayor cantidad de petróleo, menor será el porcentaje percibido por el contratista. La legislación de 1994 introdujo en la fórmula de cálculo del factor R la calidad del crudo extraído.

En Guatemala, la retribución del contratista tampoco ha sufrido modificaciones. Es un porcentaje de la producción que se puede pagar en especie o en dinero.

En Perú se introdujo recientemente la modalidad de contratos de licencia, que otorgan la libre disponibilidad del petróleo extraído, previo pago de una regalía y de los impuestos correspondientes. En caso de licitación o convocatoria, uno de los criterios determinantes para el otorgamiento del lote es el monto de la regalía ofrecida por el contratista. No obstante, siguen vigentes los contratos de prestación de servicios y los contratos de operaciones, en los cuales la retribución del contratista se pacta caso por caso, en especie o en efectivo (Ley 26.221).

En Venezuela, la producción resultante de la ejecución del plan de desarrollo será comercializada en los mercados internacionales por los inversionistas y la filial de PDVSA, en una proporción correspondiente a la participación de cada uno en el consorcio.

13. Disponibilidad de divisas

En casi todos los países aquí estudiados, la nueva legislación otorga al contratista la garantía del libre manejo y disponibilidad de las divisas. Esto rige ahora en Argentina (Decreto 1.589.89), en Bolivia (Ley 1.194), en Ecuador (Decreto 1.416 de enero de 1994), en Perú (Ley 26.221) y en Venezuela. En Colombia se concede a la empresa asociada la libre disponibilidad de las divisas, pero no se le entrega una garantía formal al respecto. En Chile y Guatemala sigue rigiendo, sin modificaciones, la libre disponibilidad de divisas.

14. Depreciación y amortización de los gastos de exploración

En esta materia casi no ha habido modificaciones legales en los años noventa.

En Argentina, los concesionarios están sujetos a las normas generales de depreciación. Antes prevalecía un régimen de excepción.

En Bolivia la depreciación y amortización no están determinadas en la ley.

En Chile, los gastos de exploración podrán depreciarse en un período de hasta seis ejercicios comerciales consecutivos, contados desde el ejercicio comercial en que se genere la primera retribución.

En Colombia, al igual que en Ecuador, los gastos exploratorios se deprecian a una tasa de 20% anual. En Perú, desde 1987 pueden depreciarse a una tasa de 20% anual o según el método de la unidad de producción (véase el glosario), único método que regía hasta antes de esa fecha.

En Guatemala, los costos y gastos de exploración se consideran como un costo de servicios prestados y pueden ser deducidos, en consecuencia, del pago del impuesto a la renta.

En Venezuela, la depreciación y amortización no están determinadas en la ley de julio de 1995.

15. Depreciación y amortización de los gastos de explotación

En Argentina, los concesionarios están hoy sujetos a la legislación general prevaleciente al respecto. Antes gozaban de regímenes de excepción.

En Bolivia, estos parámetros no están determinados en la ley.

En Chile, todos los activos depreciables se depreciarán de acuerdo con el sistema lineal, en el número de años que elija el contratista. La tasa de depreciación depende del tipo de bien adquirido y podrá ser normal o acelerada.

En Colombia, la legislación no ha sido modificada. El Decreto 2.310 de 1974 prevé dos métodos: i) el costo de unidades de operación (que recupera la inversión a lo largo de la vida del campo), y ii) el sistema de porcentaje fijo (10% anual), más deducciones especiales por el factor agotamiento.

En Ecuador se deprecia actualmente según el método de la unidad de producción. Antes se hacía en los primeros 10 años de la fase de producción.

En Guatemala, los costos de desarrollo y producción se consideran como un costo de servicios prestados, al igual que los gastos de exploración, y pueden ser deducidos, en consecuencia, del pago del impuesto a la renta.

En Perú se deprecia de acuerdo con el régimen común del impuesto a la renta. Antes de 1987 se depreciaba sólo por el método de la unidad de producción (véase el glosario).

En Venezuela estos parámetros no están determinados en la ley de julio de 1995.

16. Factor agotamiento

Colombia es el único país de los aquí estudiados cuya legislación petrolera otorga deducciones para las inversiones adicionales asociadas al factor agotamiento. Esto no ha sido modificado en la década de 1990. El caso

colombiano es sui generis en la región y está detallado en el capítulo VI, que contiene un análisis específico sobre la legislación petrolera de ese país.

17. Regalías y otros impuestos

En casi todos los países analizados, el Estado cobra una regalía de monto variable por la producción de petróleo. En Argentina, por ejemplo, es de 12%; en Bolivia, también de 12% (11% de participación departamental y 1% de regalía nacional compensatoria), y de 20% en Colombia.

En Chile el Estado no percibe regalías.

En Ecuador, la regalía varía en función de la cantidad de petróleo producido y la paga PETROECUADOR (12.5% hasta 30 000 barriles al día; 14%, entre 30 000 y 60 000 barriles y 18.5% por encima de 60 000 barriles al día). En Guatemala la regalía varía en función del grado del petróleo, medido conforme a los parámetros del American Petroleum Institute (API).

En Perú, los contratistas debían pagar una regalía de 8%, que era asumida por PETROPERU.

En Argentina, Bolivia, Colombia y Ecuador no se ha modificado el régimen de regalías en los años noventa. En Perú, PETROPERU ya no paga la regalía de 8%, pago que se ha abolido para los contratos de operación. En los nuevos contratos de licencia se paga una regalía que se negocia en cada contrato.

En Venezuela, el Estado no percibe regalías, pero las compañías están obligadas a pagar anualmente un bono de rentabilidad, que está en correspondencia con los ingresos brutos derivados de las ventas de petróleo.

18. Impuestos de importación

En todos los países estudiados, con excepción de Ecuador, las nuevas disposiciones legales establecen que los bienes importados por los contratistas están sujetos al régimen arancelario común. Anteriormente existían exenciones y regímenes especiales, y, en algunos países, las compañías estatales pagaban los impuestos de importación que les correspondían a las empresas contratistas.

En Argentina, el Decreto Ley 21.778 establecía que la mayor parte de las importaciones estaban exentas del pago de aranceles. Ahora, con la reposición de la Ley 17.319, las importaciones están sujetas a las normas comunes que dicte la autoridad competente.

En Bolivia, la Ley 10.170 de 1972 establecía un impuesto de 2% para los bienes de capital. Ahora, las importaciones pagan los derechos arancelarios consignados en las normas legales vigentes.

En Chile se pagan los impuestos de importación conforme al régimen aduanero vigente. Se permite la recuperación del impuesto sobre el valor agregado (IVA) de los bienes importados.

En Colombia, la empresa asociada está sujeta al régimen arancelario común.

En Ecuador, las importaciones estaban liberadas de derechos, lo cual ha sido reafirmado por el Decreto 1.416 de enero de 1994. La liberación es de 100% para todo el período de exploración y para los primeros 10 años del período de explotación. Esta liberación es otorgada por el Ministerio de Finanzas y Crédito Público, previo informe favorable de PETROECUADOR.

En Guatemala rige la importación libre de derechos de aduana y demás gravámenes conexos, entre ellos el IVA.

En Perú, los impuestos de importación de los contratistas eran asumidos anteriormente por PETROPERU. Ahora, la Ley 26.221 establece que los impuestos deberán ser pagados por los contratistas en el período de explotación, según el régimen arancelario común. La importación en la fase de exploración está exonerada de todo tributo.

En Venezuela no están especificados estos conceptos en la ley de julio de 1995.

19. Régimen tributario

En casi todos los países de la región, la tasa del impuesto a la renta ha disminuido, fundamentalmente para promover la inversión privada.

En Argentina, el impuesto a la renta asciende hoy a 30%, y las remesas están exentas de impuestos.

En Bolivia, la empresa contratista debe pagar el impuesto a las utilidades y el impuesto a la remisión de utilidades al exterior, tal como está señalado en la Ley 843 (texto ordenado).

En Chile, la tasa del impuesto a la renta es de 15%. En lo concerniente a la actividad petrolera, el Presidente de la República puede disponer rebajas del impuesto a la renta, equivalentes a 10%, 20%, 30%, 40%, 50%, 60%, 70%, 80%, 90% ó 100% del monto inicial, cuando así lo aconsejen las dificultades del área del contrato.

En Colombia, el impuesto efectivo máximo a la renta bajó de 51% a 45.16% en 1992, previéndose una disminución más acentuada (a 43.24%) en un período de seis años.

En Ecuador, la tasa consolidada del impuesto a la renta bajó en los últimos años desde aproximadamente 50% a 36.25%.

En Perú, la tasa del impuesto a la renta se redujo de 55% a 30%, y se eliminó el impuesto a las remesas, que era de 30%.

En Venezuela se debe pagar el impuesto a la renta correspondiente.

20. Garantía de estabilidad tributaria

En todos los países considerados, con excepción de Colombia y Guatemala, se otorga ahora garantía de estabilidad tributaria a las empresas contratistas. En Bolivia, sin embargo, tal garantía no está establecida en la Ley 1.689.

21. Fiscalización y control del contrato

En casi todos los países en que el contrato se suscribe con la compañía estatal (es decir, en Chile, Colombia, y Ecuador, aunque no en Bolivia), la fiscalización del cumplimiento del convenio está a cargo de una comisión especial o de una junta de control que se determina en el mismo texto de la ley o del contrato. Asimismo, otros órganos (como las direcciones de hidrocarburos dependientes de los ministerios del ramo) ejercen funciones de fiscalización de carácter general.

En Argentina, la fiscalización y el control están a cargo de la Subsecretaría de Combustibles de la Secretaría de Estado de Energía y Minería.

En Bolivia, el superintendente de hidrocarburos del Sistema de Regulación Sectorial (SIRESE) verificará la exactitud de la información recibida en materia de costo de las actividades de exploración, explotación, comercialización, transporte, refinación e industrialización, así como de la información concerniente a la distribución de gas natural por redes. También requerirá la información y los datos que considere necesarios para el cumplimiento de sus funciones.

En Guatemala, la fiscalización le corresponde a la Dirección General de Hidrocarburos.

En Perú, hasta 1993, la entidad encargada de la fiscalización era PETROPERU. Con la dictación de la Ley 26.221, tal responsabilidad fue transferida a PERUPETRO. Asimismo, se prevé la formación de un comité técnico de conciliación para solucionar las diferencias de orden técnico. La Dirección de Hidrocarburos ejerce una fiscalización de carácter general.

En Venezuela se constituye un comité de control, formado por miembros designados en igual número por los inversionistas privados y la filial estatal, que presidirá un miembro designado por esta última. Sus funciones son, entre otras, aprobar los planes de exploración, evaluación y desarrollo, así como cualquier modificación de tales planes, entre éstas la extensión de los plazos de exploración y explotación, y la reducción o ampliación de la producción de acuerdo con los compromisos internacionales de Venezuela.

22. Posibilidad de cesión

En la mayoría de los países de la región existe la posibilidad de ceder las zonas de explotación, debiendo ser aprobada tal operación por decreto supremo. En Venezuela, no está especificada esta posibilidad en la ley de julio de 1995.

23. Explotación de campos unificados

En algunos países, como Argentina, Bolivia y Chile, no existe legislación específica sobre la unificación de los campos petroleros, aunque sí existe en Colombia, Ecuador, Guatemala y Perú. En este último país, si los contratistas no se ponen de acuerdo en cuanto a la unificación, corresponde al Ministerio de Energía y Minas intervenir y disponer el sometimiento de las diferencias a un comité técnico de conciliación.

En Venezuela, esta modalidad de explotación no está especificada en la ley de julio 1995.

24. Arbitraje internacional

En Perú, las nuevas leyes petroleras introdujeron la modalidad del arbitraje internacional, cosa que no ocurre en los restantes países estudiados, con excepción de Venezuela. En este país, todas las materias de competencia del comité de control se rigen por las leyes nacionales. No obstante, para resolver las controversias que no sean de competencia del comité de control, y que no puedan dirimirse por acuerdo entre las partes, se recurrirá al arbitraje internacional, según las normas de la Cámara Internacional de Comercio.

25. Preservación del medio ambiente

En todos los países se han introducido últimamente disposiciones legales para tal efecto, como podrá verse en detalle en el capítulo correspondiente a cada país.

26. Contratos para explotar campos marginales

En casi todos los países (salvo en Chile y Guatemala) ya regían disposiciones legales que reglamentaban la inversión extranjera en los campos marginales (es decir, de poco volumen de producción) que ya estaban siendo explotados por las empresas estatales. Algunas veces se da este nombre a los campos de recuperación secundaria.

En los últimos años se ha observado en casi todos los países una mayor disposición a que las compañías extranjeras tomen a su cargo la explotación de yacimientos que ya estaban siendo explotados por compañías estatales. Así ocurre en Argentina, Bolivia, Ecuador y Perú, mientras que en Venezuela se permite, desde 1992, la participación de compañías extranjeras en la explotación del petróleo pesado.

Recuadro 1
MODALIDADES DE CONTRATACIÓN

1. Permisos de exploración y concesiones de explotación, con pago de regalías y derecho a la propiedad del petróleo (Argentina).
2. Contrato de riesgo compartido, con pago de regalías y derecho a la propiedad del petróleo (Bolivia).
3. Contratos de ganancias compartidas, adjudicados al contratista que ofrece mayor participación al Estado (Venezuela).
4. Contrato de prestación de servicios, con entrega del petróleo al Estado y con retribución en efectivo. El contratista asume el riesgo exploratorio (Ecuador y Perú).
5. Contratos de participación en la producción. El contratista asume el riesgo exploratorio; la retribución considera el pago en especie o en efectivo (Bolivia, Chile, Ecuador, Guatemala y Perú).
6. Contratos de asociación obligatoria (Chile y Colombia). El contratista asume el riesgo exploratorio.
7. Contratos de licencia, con pago de regalías y con derecho a la propiedad del petróleo (Perú).

Fuente: CEPAL, sobre la base de la investigación.

Recuadro 2

ENTIDADES PARTICIPANTES

I. Entidades negociadoras

- a) Ministerio de Energía y Minas (Guatemala).
- b) Subsecretaría de Combustibles del Ministerio de Economía (Argentina).
- c) Empresa petrolera del Estado (Bolivia, Chile, Colombia, Ecuador y Venezuela).
- d) Ente especializado en negociación de contratos (Perú).

II. Aprobación

- a) Ministerio (Argentina, Bolivia, Colombia y Perú).
- b) Consejo de Ministros (Guatemala).
- c) Congreso de la República (Venezuela).

III. Adjudicación

- a) Negociación individual (Chile, Perú y Venezuela).
- b) Licitación (Argentina, Bolivia, Colombia, Ecuador y Perú).

IV. Fiscalización y control

- * Comisión especial o junta de control (Colombia, Ecuador y Venezuela).
- * Subsecretaría de Combustibles de la Secretaría del Estado de Energía y Minería del Ministerio de Economía (Argentina).
- * Ente especializado en negociación de contratos (PERUPETRO).
- * El superintendente de hidrocarburos del Sistema de Regulación Sectorial (SIRESE).
- * Comités técnicos de conciliación para solucionar las diferencias de orden técnico. Las direcciones generales de hidrocarburos de los ministerios correspondientes ejercen una fiscalización de carácter general.

Fuente: CEPAL, sobre la base de la investigación.

Recuadro 3

DURACIÓN, EXTENSIÓN Y SUELTA DE ÁREAS

I. Duración del contrato

1. Fase de exploración

- * 4 años y prórroga hasta 3 años (Bolivia).
- * 4 años y prórroga hasta 2 años (Ecuador).
- * 5 años y prórroga hasta 4 años (Venezuela).
- * 6 años y prórroga de 1 año (Guatemala).
- * 6 años (Colombia).
- * 7 años (Perú).
- * 10 años (Argentina).

2. Fase de explotación

- * 19 años (Guatemala).
- * 20 años (Ecuador).
- * 20 años (Venezuela).
- * 22 años (Colombia).
- * 23 años (Perú).
- * 25 años, prorrogables por 10 años (Argentina).
- * 33 años, prorrogables por 10 años (Bolivia).

II. Extensión del campo

1. Dimensión fija

- * Cada bloque tiene un máximo de 80 000 ha en la costa y 50 000 ha en la plataforma continental. La extensión máxima es de 480 000 ha en la costa y de 300 000 ha en la plataforma continental (Guatemala).

- * 400 000 km² en área terrestre (Ecuador).

- * 10 000 km² en la superficie terrestre y 15 000 km² costa afuera.

2. Dimensión fija subdividible

- * 1 000 000 de ha subdivisibles en lotes de 20 000 ha (Bolivia).

3. Negociación caso por caso

- * Esta modalidad opera en Colombia, Perú y Venezuela.

III. Suelta de área

En la mayoría de los países se ha flexibilizado la suelta de área en el momento de la explotación.

- * 50% al 5º año y 100% al 6º año si no hay petróleo (Guatemala).
- * 50% al 6º año y 75% al 8º año (Colombia).
- * 50% al término de la etapa de exploración (Argentina).
- * 20% al terminar la fase 1, 30% al término de la fase 2 (Bolivia).
- * Retención de áreas (Bolivia, Ecuador y Perú).
- * Se devuelven todos los bloques que no se incluyan en el esfuerzo exploratorio adicional.

Fuente: CEPAL, sobre la base de la investigación.

Recuadro 4

OBLIGACIONES, PROPIEDAD Y DISPONIBILIDAD DEL PETRÓLEO

I. Obligaciones del contratista

1. En la exploración se exige un programa de trabajo que puede incluir la obligación de perforar pozos exploratorios o la opción sísmica (levantamientos sísmicos sin obligación de perforar pozos) y se exigen garantías para su cumplimiento (fiarzas).

a) Obligación de perforar (Colombia, Ecuador y Guatemala).

b) Opción sísmica (Argentina, Bolivia, Chile y Perú).

En Argentina y Bolivia se recurre a las unidades de trabajo, valorizadas en dólares, que consisten en un cierto número de líneas sísmicas o metros de perforación de pozos, que son intercambiables.

En Colombia se reembolsa a los contratistas por el 50% del costo de los pozos de exploración no exitosos si se encuentra petróleo en otros.

En Venezuela se elabora un plan de exploración al constituirse el convenio de asociación.

2. En la explotación se exigen programas de desarrollo y compromisos de inversión con las correspondientes garantías.

II. Disponibilidad del petróleo

- * Propiedad del Estado (Guatemala).
- * Propiedad del contratista (Argentina, Bolivia, Perú).
- * Libre disponibilidad por participación o asociación (Colombia, Ecuador y Venezuela).

- * Libre disponibilidad por remuneración (Bolivia, Guatemala y Perú)
- * Retención de petróleo por recuperación de costos (Guatemala).

III. Abastecimiento del mercado interno

1. Existe obligación de abastecer el mercado interno a precios internacionales.

* En contratos de participación en la producción (Ecuador y Guatemala).

* En contratos de asociación (Chile y Colombia).

* En contratos de ganancias compartidas (Venezuela).

2. No existe obligación.

* En contratos de concesión (Argentina), de riesgo compartido (Bolivia), y de licencia (Perú).

En Perú rige la obligación en caso de emergencia nacional.

IV. Posibilidad de cesión o transferencia

En todos los países de la región existe la posibilidad de ceder o transferir los contratos a terceros, previa autorización de la autoridad competente.

Fuente: CEPAL, sobre la base de la investigación.

Recuadro 5

RETRIBUCIÓN Y DISPONIBILIDAD DE DIVISAS

I. Contratos de concesión y licencia

El contratista es dueño del petróleo. Sus ingresos están en función de los precios internacionales, previo pago de una regalía (Argentina y Perú). En Bolivia la mecánica es la misma pero el contrato se denomina de riesgo compartido.

II. Contratos de participación

1. Caso por caso, en especie o en efectivo (Chile).
2. Los contratistas ganan la licitación en función de la participación ofrecida. Se establece un factor R, conforme al cual a mayor cantidad de petróleo, menor participación del contratista, considerándose la calidad del crudo extraído (Ecuador).
3. En Guatemala, la retribución corresponde a un volumen de producción que se fija en cada contrato. Una vez deducida la regalía, la participación estatal es, como mínimo, igual a 30% de la producción de los hidrocarburos compartibles. Por tanto, la retribución máxima del contratista equivale a 70% de éstos.

III. Contratos de asociación

De acuerdo con la proporción acordada y considerando un factor R, a partir de los ingresos de la compañía asociada, la inversión y los costos acumulados (Colombia).

IV. Contratos de operaciones y prestación de servicios

La retribución se pacta caso por caso, en especie o en efectivo (Perú y Chile). En la mayoría de los países rige la libre disponibilidad de divisas (Argentina, Bolivia, Chile, Ecuador y Perú). En Colombia ocurre lo mismo, pero no se da una garantía formal a la empresa asociada. Los contratistas pueden remesar al exterior los capitales invertidos, cubrir los gastos externos de operación, amortizar los créditos e intereses concertados en el exterior, y remesar utilidades.

V. Contratos de ganancias compartidas

La producción es comercializada por los inversionistas, en proporción a su participación en el consorcio con PDVSA, a precios internacionales (Venezuela).

Fuente: CEPAL, sobre la base de la investigación.

Recuadro 6

REGÍMENES ARANCELARIO Y TRIBUTARIO, DEPRECIACIÓN Y REGALÍAS

I. Régimen arancelario

Por lo general, las importaciones de los contratistas petroleros están sujetas al régimen arancelario común.

- * En Ecuador existe liberación de derechos para todo el período de exploración y los primeros 10 años de explotación.
- * En Perú no se pagan sólo en la fase de exploración, y en Guatemala existe liberación total en ambas fases.

II. Régimen tributario

Los contratistas están sujetos al régimen común y existe estabilidad tributaria. La mayoría de los países de la región han disminuido la tasa del impuesto a la renta para promover la inversión.

- * En Argentina esta tasa es de 30% y no existe impuesto a las remesas.
- * En Colombia bajó de 51% a 45.16% en 1992, previéndose una disminución a 43.24% en los próximos 6 años.
- * En Ecuador la tasa consolidada del impuesto a la renta bajó de alrededor de 50% a 36.25%, y en Perú se redujo de 55% a 30%, eliminándose el impuesto a las remesas, que era de 30%.

III. Depreciación

- * En Colombia, Ecuador y Perú, los gastos de exploración pueden depreciarse linealmente (20% al año) o mediante el método de la unidad de producción, que considera la vida útil de los yacimientos.
- * En Colombia, la depreciación de los gastos de explotación considera el costo de las unidades de operación y un sistema lineal

(10% anual), más deducciones especiales por factor agotamiento.

- * Guatemala es un caso único. Los gastos de exploración, desarrollo y producción se consideran como costos por servicios prestados y pueden ser deducidos del pago del impuesto a la renta. Además, se deprecian juntos, lo que no ocurre en ningún otro país de la región.

IV. Regalías

- * Las tasas son de 12% en Argentina y en Bolivia (11% de participación departamental y 1% de regalía nacional compensatoria) y de 20% en Colombia.
- * En Ecuador varían según el volumen de producción y son pagadas por PETROECUADOR (12.5% hasta 30 000 barriles diarios, 14% entre 30 000 y 60 000 y 18.5% por encima de 60 000).
- * En Perú sólo se pagan en los contratos de licencia y se negocian caso por caso.
- * En Venezuela, la regalía es de 16.66%. Las compañías deberán pagar también al Estado un bono de rentabilidad anual, el cual varía de acuerdo con el retorno sobre activos fijos de las partes.
- * Guatemala es el único país que fija las regalías según el grado API. Para 30 API la regalía es de 20%, aumentando o disminuyendo en 1% por cada grado superior o inferior a 30 API y no pudiendo nunca ser inferior a 5%.

Fuente: CEPAL, sobre la base de la investigación.

II. RÉGIMEN DE CONTRATACIÓN EN ARGENTINA

A. CONSIDERACIONES GENERALES

La legislación argentina sobre exploración petrolera ha atravesado cuatro etapas desde 1967. La primera se inició con la Ley 17.319 de 1967. La segunda, con el Decreto Ley 21.778 de 1978. La tercera corresponde al Gobierno del Presidente Raúl Alfonsín y al denominado Plan Houston (1984-1989). La cuarta corresponde al Plan Argentina (desde 1990 hasta la fecha), que comenzó a aplicarse durante el Gobierno del Presidente Carlos Saúl Menem.

La Ley 17.319 concede permisos de exploración mediante concurso público (licitación) internacional. El riesgo asociado a las inversiones y gastos recae exclusivamente en los titulares del permiso. Si encuentran petróleo, se les otorga una concesión de explotación. Los concesionarios deben pagar regalías al Estado y pasan a tener el dominio de los hidrocarburos que extraigan. Sin embargo, deben entregar la producción al mercado nacional hasta que sean satisfechas las necesidades internas.

El Decreto Ley 21.778 de 1978 introdujo la modalidad de contratos petroleros de exploración, llamados contratos de riesgo, cuya concesión también está sujeta a licitación internacional. Es importante notar que este decreto ley no eliminó la Ley 17.319, sino que agregó determinadas normas legales, por lo cual el otorgamiento de permisos de exploración y de concesiones de explotación no quedó abolido, sino solamente suspendido.

A diferencia de los contratos de participación en la producción (modelo peruano) o de asociación (modelo colombiano), los contratos argentinos de 1978 se asemejan más bien a un contrato de prestación de servicios. Se paga a la empresa contratista una retribución por sus servicios, que varía en función de la producción extraída, valorada a precios internacionales. La empresa contratista está sujeta al régimen tributario normal y, también, al pago de una regalía.

Más adelante, en el período 1984-1985, el Gobierno de Raúl Alfonsín lanzó el llamado Plan Houston mediante el Decreto 1.443.85, completado en 1987 con el Decreto 623. En este caso, se mantiene el riesgo de la compañía contratista y la modalidad de licitación. La diferencia con el régimen anterior estriba en el hecho de que ahora YPF tiene la posibilidad de asociarse con la empresa contratista si se declara la comercialidad del área. El pago al contratista puede hacerse en crudo o en productos elaborados, después de satisfacer las necesidades de abastecimiento del mercado interno.

Con la asunción del Presidente Carlos Saúl Menem, se dan importantes cambios en la legislación petrolera. Estos cambios producen una vuelta a la Ley 17.319 de 1967, aunque con importantes modificaciones.

El cambio principal, en lo que se refiere al régimen de contratación petrolera, se da con la emisión del Decreto 2.178.91 (22 de noviembre de 1991). En él se establece que se otorgarán nuevamente permisos de exploración y concesiones de explotación, siempre bajo la modalidad de licitación internacional, y que se suprimirá el derecho de YPF de asociarse con el titular del permiso o el concesionario. Por otro lado, estos últimos se acogen a las nuevas disposiciones sobre liberalización del mercado de hidrocarburos (véase más adelante) que comenzaron a aplicarse en el período 1989-1991. Así, por ejemplo, los titulares del permiso y los concesionarios tienen ahora derecho a la propiedad del petróleo (libre disponibilidad) y al uso de 70% de las divisas provenientes de la comercialización de los hidrocarburos extraídos.

Anteriormente, en 1989, el Gobierno había promulgado el Decreto 1.212/89 (14 de noviembre de 1989), para ampliar la oferta de crudo de libre disponibilidad, e instruido a YPF para que, respetando la continuidad jurídica de los contratos de producción, los renegociara de mutuo acuerdo con los contratistas y los convirtiera en concesiones de explotación o en contratos de asociación con la misma compañía estatal (es decir, la opción de asociación con YPF depende ahora del contratista), siendo en ambos casos de libre disponibilidad el crudo correspondiente a la parte privada. Esta nueva legislación ya aseguraba que 70% de las divisas que recibiera la empresa contratista serán de libre disponibilidad.

Los Decretos 2.411/91 y 1.504 de noviembre de 1991 establecen la conveniencia de que los contratos concertados al amparo del Plan Houston (y los que se suscribieran más adelante) se convirtieran en permisos de exploración o en concesiones de explotación. Esta disposición liberó a las empresas privadas de la obligación de venderle el crudo a YPF, con lo cual los nuevos concesionarios (antes contratistas) pasaron a tener la libre disponibilidad del crudo.

B. PRINCIPALES CARACTERÍSTICAS DE LOS PERMISOS, CONCESIONES Y CONTRATOS

1. Modalidad del permiso, concesión o contrato

Ley 17.319. De esta ley depende el otorgamiento de permisos de exploración, que autorizan la exploración sólo en las denominadas zonas posibles, es decir, sin reservas comprobadas. El permiso se obtiene mediante concurso público, quedando prohibida la participación en él de personas jurídicas extranjeras de derecho público. Las inversiones y gastos son de exclusivo riesgo del titular del permiso, que tiene derecho a obtener una concesión de explotación en caso de descubrir yacimientos comercialmente explotables. Esta ley no contempla la celebración de contratos de riesgo para la exploración de petróleo.

Decreto Ley 21.778 o decreto de contratos de riesgo. Con este instrumento se inaugura la modalidad de contratos de riesgo exploratorio, el cual es asumido totalmente por el inversionista, de igual manera que en la Ley 17.319. Sin embargo, aquí se trata de un contrato y no de un permiso de exploración o de una concesión de explotación. Con esta legislación, los contratistas ya no tienen derecho a la propiedad de los hidrocarburos extraídos; la retribución se hace mediante el pago por parte de YPF de una cantidad de dinero ligada a un factor K, el cual toma en consideración el precio internacional fob de crudos similares, la variación del tipo de cambio, y la variación del índice de precios.

Modificaciones del Plan Houston. Se mantienen las disposiciones relativas al riesgo del contratista y la modalidad de licitación. Lo nuevo con respecto al Decreto Ley 21.778 estriba en el hecho de que ahora YPF tiene la posibilidad de asociarse con el contratista si se declara la comercialidad del área. El pago al contratista puede hacerse en crudo o en productos elaborados, después de satisfacer las necesidades de abastecimiento del mercado interno.

Modificaciones del Plan Argentina. El Decreto 2.178.91 (22 de noviembre de 1991) establece que se otorgarán nuevamente permisos de exploración y concesiones de explotación, siempre bajo la modalidad de licitación internacional, y que se suprimirá el derecho de YPF de asociarse con el concesionario en caso de que se descubra petróleo.

Por otra parte, los concesionarios se acogen a las disposiciones sobre liberalización del mercado de hidrocarburos que comenzaron a aplicarse en el período 1989-1991. Así, por ejemplo, tienen ahora derecho a la libre disponibilidad del crudo y de 70% de las divisas provenientes de la comercialización de los hidrocarburos extraídos.

2. Entidad nacional negociadora del contrato

Ley 17.319. El Poder Ejecutivo es la entidad negociadora del contrato y delega esa responsabilidad en la Secretaría de Estado de Energía y Minería.

Decreto Ley 21.778. Se autoriza a YPF para convocar a licitación y para negociar los contratos.

Modificaciones del Plan Houston. Ninguna.

Modificaciones del Plan Argentina. En virtud del Decreto Ley 2.178.91, la responsabilidad de negociar el contrato se traspasa desde la Secretaría de Estado de Energía y Minería a la Subsecretaría de Combustibles.

3. Forma de adjudicación del contrato, el permiso o la concesión

Ley 17.319. Mediante licitación internacional y decreto del Poder Ejecutivo nacional. Se puede pedir al eventual titular del permiso que mejore su oferta.

Decreto Ley 21.778. No introduce modificaciones.

Modificaciones del Plan Houston. Existe la posibilidad de adjudicación directa.

Modificaciones del Plan Argentina. Ninguna.

4. Entidad nacional que aprueba el permiso, la concesión o el contrato

Ley 17.319. El Poder Ejecutivo nacional, mediante decreto supremo.

Modificaciones del Plan Houston. Ninguna.

Modificaciones del Plan Argentina. Ninguna.

5. Extensión del área

Ley 17.319. La extensión del área es variable y debe estar especificada en la oferta que realiza el contratista. Se establece el factor unidad, que equivale a 100 kilómetros cuadrados. El máximo otorgable es de 100 unidades en la costa (10 000 kilómetros cuadrados) y de 150 unidades costa afuera (15 000 kilómetros cuadrados) (artículos 24 y 25).

No se podrá tener más de cinco permisos al mismo tiempo.

Modificaciones del Plan Houston. Ninguna.

Modificaciones del Plan Argentina. Ninguna.

6. Duración del permiso, la concesión o el contrato

a) *Período de exploración*

Ley 17.319. El permiso de exploración tiene una duración de nueve años, con un período de prórroga de cinco años (artículo 23). El primer período es de cuatro años; el segundo de hasta tres años, y el tercero de hasta dos años. Para exploraciones en la plataforma continental, cada uno de los períodos podrá incrementarse en un año.

Decreto Ley 21.778. Los plazos para la exploración no deben exceder de cinco años en la superficie terrestre y de siete años en la plataforma continental (costa afuera). Se pueden extender por dos años adicionales para evaluar el descubrimiento realizado.

Modificaciones del Plan Houston. El plazo para la exploración es de siete años, más un año de prórroga para analizar la posibilidad de explotar comercialmente el hallazgo (en la eventualidad de que se descubriera petróleo). Cada contrato se dividía en tres períodos, el primero de los cuales, de tres años, era prospectivo (opción sísmica), al término del cual el contratista podía optar por iniciar un período de perforación de pozos o retirarse, para lo cual disponía de cuatro años.

Modificaciones del Plan Argentina. El período total de exploración es de seis años como máximo en la superficie terrestre, más las prórrogas, lo que da un total de 10 años. El primer período es de tres años, el segundo de dos, y el tercero de un año. Las prórrogas tienen un máximo de cuatro años. No se puede hacer uso de la prórroga en el primer período de exploración. Los titulares pueden tener cinco permisos de exploración como máximo, ya sea directa o indirectamente.

b) *Período de explotación*

Ley 17.319. Las concesiones de explotación tienen una vigencia de 25 años, pudiendo prorrogarse por 10 años (artículo 35).

Decreto Ley 21.778. El período de explotación y desarrollo es de 25 años, contados a partir de la declaración de descubrimiento comercial.

Modificaciones del Plan Houston. El contrato de explotación tiene una vigencia de 20 años.

Modificaciones del Plan Argentina. Cuando se declara un descubrimiento comercial, el permiso de exploración se transforma en una concesión de explotación, que tendrá un plazo de 25 años. El Poder Ejecutivo puede otorgar una prórroga por un período adicional de 10 años.

7. Condiciones en la etapa de exploración

Ley 17.319. El titular del permiso debe presentar, para su aprobación oficial, un programa de trabajo y un compromiso de inversión (artículo 20). Si no invierte la cantidad comprometida, debe abonar al Estado la diferencia resultante.

Decreto Ley 21.778. En la licitación, las ofertas de los postores deben contener lo siguiente:

- Condiciones de la licitación y bases para la evaluación.
- Compromisos mínimos de inversión y programas de trabajo básicos.
- Si al final del período de exploración no se descubren campos comerciales, las áreas sobrantes deben devolverse al Estado sin posteriores derechos o responsabilidades.
- El contratista presentará garantías de que cumplirá sus compromisos de inversión.
- El contratista deberá proporcionar periódicamente a la compañía estatal toda la documentación técnica, aunque no se haga un descubrimiento comercial.
- Al término del período de explotación y desarrollo, todos los activos fijos deben ser entregados, sin costo alguno, a la compañía estatal.
- Modificaciones del Plan Houston. Los contratistas suscriben un compromiso de trabajo que se expresa en unidades de trabajo. Como se dijo antes, estas unidades, que son intercambiables, consisten en un cierto número de líneas sísmicas o de metros de perforación. En la práctica, esto es lo que se denomina opción sísmica.

8. Condiciones en la etapa de explotación

Ley 17.319. El concesionario debe someter a la autoridad competente los programas de desarrollo y los compromisos de inversión correspondientes a cada uno de los lotes de explotación (artículo 32). Asimismo, debe pagar un canon de explotación de 20 000 pesos por kilómetro cuadrado (artículo 58).

Decreto Ley 21.778. Rigen aquí las mismas condiciones de la etapa de exploración (punto 7).

Modificaciones del Plan Houston. No se dispone de información.

Modificaciones del Plan Argentina. Rigen las mismas condiciones que las establecidas en la Ley 17.319 (artículo 2.5 del Decreto 2.178/91). Los concesionarios entregarán un bono de garantía por su desempeño, en un monto equivalente en dólares, y deberán pagar el canon establecido en el artículo 58 de la Ley 17.319. El monto será fijado por el Poder Ejecutivo con ocasión de cada concurso (artículo 9.5 del Decreto 2.178/91).

9. Suelta del área en el momento de comenzar la explotación

Ley 17.319. Al final de los períodos primero y segundo, el concesionario devuelve como mínimo 50% del área inicialmente otorgada. Al finalizar el último período de exploración, devuelve el área remanente total. En definitiva, esto significa que el titular del permiso devuelve la totalidad del área otorgada. Si se descubre petróleo, se negocia una concesión de explotación. En el momento de otorgarse tal concesión, se especifica la magnitud de los lotes que ésta abarcará, los cuales deberán coincidir lo más aproximadamente posible con la totalidad o parte de las estructuras productivas de hidrocarburos comercialmente explotables.

Por otra parte, el área máxima de concesión de explotación que no provenga de un permiso de exploración será de 250 kilómetros cuadrados.

Modificaciones del Plan Argentina. Si hay un descubrimiento comercial, el permiso de exploración se convierte automáticamente en concesión de explotación. Al final de cada período de exploración, el titular del permiso debe devolver 50% del área inicialmente otorgada.

Existen las siguientes excepciones: a) El titular del permiso puede retener los bloques en los cuales se haya hecho un descubrimiento comercial, los cuales serán incluidos en la concesión de explotación. Además, podrá retener por un año adicional los bloques donde esté en estudio un descubrimiento comercial.

10. Propiedad del petróleo

Véase el punto 1.

11. Obligación de abastecer el mercado interno

Ley 17.319. Existe obligación al respecto (artículo 6). En cuanto al precio al cual el Estado paga por ese petróleo, véase el punto 12.

Decreto Ley 21.778. Una vez satisfechas las necesidades del mercado interno, y una vez formado un adecuado nivel de reservas, los contratistas pueden recibir petróleo crudo, siempre y cuando la cláusula pertinente esté incorporada en el contrato. Se paga el petróleo a precios internacionales fob.

Modificaciones del Plan Houston. Si el país tiene asegurado el abastecimiento, la retribución puede hacerse en petróleo, valorado a precios internacionales.

Modificaciones del Plan Argentina. Desaparece la obligación respectiva, pues el concesionario puede disponer libremente del petróleo extraído. Si faltara petróleo en el país, el Estado puede importarlo. El artículo 6 del Decreto 2.178.91 establece que no se gravará con impuestos la importación de petróleo o sus derivados, ratificando lo dispuesto en el Decreto 1.589 (21 de noviembre de 1989).

12. Retribución del concesionario o contratista

Ley 17.319. El concesionario es propietario del petróleo y puede comercializarlo (artículo 6). En caso de que el Estado le compre petróleo para satisfacer las necesidades del mercado interno, el precio puede fijarse de distintas maneras: puede ser el precio internacional, pero también está contemplado que si éste se incrementa significativamente, se pagará un precio acorde con los costos reales de explotación de la empresa estatal y las amortizaciones que técnicamente correspondan, más un interés razonable sobre las inversiones de la empresa estatal.

Decreto Ley 21.778. El decreto estipulaba como retribución para los contratistas el pago en dinero, a un precio vinculado al precio internacional del petróleo, con libre convertibilidad de las divisas, mientras el país no tuviera cubiertas sus necesidades internas ni asegurado un adecuado nivel de reservas. Una vez alcanzado ese nivel, se podía pagar con petróleo, que los contratistas podían a su vez exportar.

Modificaciones del Plan Houston. El pago a los contratistas se hace en divisas o derivados elaborados. YPF podía asociarse en la etapa de explotación, una vez declarada la comercialidad del área. La retribución del contratista oscilaba entre 70% y 85% del precio internacional, mientras que el costo para YPF llegaba a 82% ó 97% de ese mismo precio, ya que esta empresa debía hacerse cargo de las regalías.

Modificaciones del Plan Argentina. Se establece que todo el petróleo es de propiedad del concesionario de explotación o contratistas. Por lo tanto, éste tendrá que pagar al Estado las regalías y los impuestos correspondientes. Como reafirmación de esta libre disponibilidad, el Decreto 1.589/89 establece la libre importación de hidrocarburos (artículo 3), importaciones que están exentas de todo arancel, derecho o retención presentes o futuros.

13. Disponibilidad de divisas

Ley 17.319. No contempla este aspecto.

Decreto Ley 21.778. El Banco Central de la República Argentina (BCRA) asegura que YPF contará en todo momento con la seguridad necesaria para adquirir y transferir libremente (contra entrega de moneda argentina en cantidad suficiente) las divisas extranjeras que pudiere requerir para abonar los precios o demás prestaciones que le impongan los contratos de riesgo. El contratista podrá transferir libremente su dinero al exterior.

Modificaciones del Plan Argentina. El Decreto 1.589.89 establece que los productores pueden disponer libremente de la moneda extranjera proveniente de las ventas de petróleo crudo. En caso de que el petróleo haya

sido exportado, no es obligatorio traer al país las divisas derivadas de esa venta. Si las ventas se realizan en el mercado interno, los productores tendrán acceso a la cantidad de moneda extranjera proveniente de la venta. En ambos casos, el porcentaje máximo disponible de moneda extranjera no debe exceder de 70% del valor de las transacciones.

14. Depreciación y amortización de gastos de exploración

Ley 17.319. La ley dispone modalidades diferentes para los concesionarios y para las empresas que contraten con YPF.

a) *Para los concesionarios*

Gozan de un régimen de excepción. Existen dos opciones:

i) Se pueden deducir los gastos de exploración del primer período básico. No se consideran gastos de exploración las inversiones en máquinas, en equipos y demás bienes del activo fijo. Además, podrá deducirse durante el primer período básico un monto equivalente a 100% de las cuotas de amortización ordinaria, esto es, la amortización que corresponde a las inversiones en máquinas, equipos y otros bienes del activo fijo utilizados en las tareas de exploración del primer período (sin perjuicio de la amortización ordinaria que corresponda por las inversiones en máquinas, equipos y otros bienes del Activo Fijo no utilizados en las tareas de exploración).

ii) Quienes no opten por lo anterior, se regirán por la deducción simple.

b) *Para quienes contraten con YPF*

Debe entenderse que estos contratistas no están explorando sino haciendo otro tipo de obras petroleras. Por lo tanto, no se les aplicará el régimen de excepción sino la legislación general que les correspondiere (artículo 95).

Decreto Ley 21.778. El contratista se someterá a la legislación general (artículo 95 de la Ley 17.319). No obstante, podrá acogerse, antes de la ejecución del contrato, a las modificaciones siguientes: i) depreciar, el primer año de explotación, 100% de los activos sujetos a depreciación que se utilizaron durante el período de exploración, y ii) las pérdidas que se originen por un mayor pago de impuestos pueden ser actualizadas de acuerdo con una modalidad particular que toma en cuenta la variación del índice general de precios.

Modificaciones del Plan Argentina. Los contratistas están sujetos a la legislación general que regula la imposición sobre las ganancias (Decreto 2.178.91, artículo 8).

Recuadro 7

PLAN ARGENTINA: EL FACTOR G

El factor G (Argentina) no plantea porcentajes de distribución del petróleo entre el contratista y la compañía estatal, como lo hacen las legislaciones de Colombia y Ecuador.

La ley establece que todo el petróleo es de propiedad del concesionario. Por lo tanto, el factor G apunta a obtener del concesionario, en la etapa de exploración, el mayor compromiso de inversión posible en el menor tiempo posible.

I. Primer período de exploración

El Decreto 2178.91 establece que ganarán las licitaciones aquellos postores que oferten el más alto factor G para el primer período de exploración, cuyo plazo es de dos años como mínimo y de tres años como máximo.

El factor G se define de la siguiente manera:

$$G = U + (K/T), \text{ donde}$$

G = valor de la oferta.

U = unidades de trabajo a que se compromete el oferente para el primer período de exploración.

K = 150 unidades de trabajo, lo que constituye la base mínima para presentarse.

T = tiempo expresado en años. Es la propuesta de trabajo de la compañía para llevar a cabo los trabajos de la propuesta U y la base K durante el primer período de exploración.

Para obtener el permiso correspondiente, los oferentes tienen que

presentar planes que superen la base K. Las unidades de trabajo a que se compromete el contratista, junto con las 300 unidades de trabajo (base mínima), serán de cumplimiento obligatorio y comprenden un programa que incluye labores geofísicas y de perforación de pozos. Cada unidad de trabajo está valorizada en 5 000 dólares. Por lo tanto, la inversión mínima (300 unidades de trabajo) es de 1 500 000 dólares por área a licitar. El titular deberá entregar una garantía por una cantidad equivalente a su oferta.

II. Segundo período de exploración

Si el titular del permiso decide pasar al segundo período de exploración, tiene que perforar por lo menos un pozo exploratorio. En el caso de que, por razones de prospección sísmica, no pueda hacerlo, puede diferir esta obligación al tercer período de exploración.

En el caso de que el titular no acceda al tercer período, deberá abonar al Estado el saldo pendiente actualizado correspondiente al pozo no perforado, menos el valor de las unidades de trabajo efectuadas que excedan la cantidad ofertada.

Si el titular decide pasar al tercer período, deberá perforar por lo menos un pozo exploratorio. Si no lo hace, deberá abonar al Estado el monto de las inversiones no comprometidas, pudiéndose efectuar la equivalencia de los montos si el tipo de trabajo efectuado fuese diferente al comprometido inicialmente para el período.

Fuente: CEPAL, sobre la base de la investigación.

15. Depreciación y amortización de gastos de explotación

Ley 17.319. Las empresas contratistas están sujetas a la legislación general.

Decreto Ley 21.778. Rigen aquí las mismas disposiciones establecidas por este decreto para la depreciación y amortización de los gastos de exploración.

Modificaciones del Plan Argentina. Los contratistas están sujetos a la legislación general que regula la imposición sobre las ganancias (Decreto 2.178.91, artículo 8).

16. Factor agotamiento

No hay en la legislación petrolera argentina disposiciones al respecto.

17. Regalías y otros impuestos

Ley 17.319. Se paga una regalía de 15% por los hidrocarburos producidos en el período de exploración. En la etapa de desarrollo, la regalía corresponde a 12% de la producción en boca de pozo. Puede reducirse a 5%, dependiendo de la producción, ubicación y condición de los pozos.

Modificaciones del Plan Argentina. No hay modificaciones con respecto a la legislación anterior. Se mantiene la regalía de 15% que debe pagarse, según el artículo 21 de la Ley 17.319, en la etapa de exploración. En la etapa de explotación se pagará 12% del precio actualmente obtenido por la venta de los hidrocarburos.

Otros impuestos (canon)

Ley 17.319. El titular de un permiso de exploración pagará anualmente y por adelantado un determinado canon por kilómetro cuadrado o fracción (artículo 58).

Modificaciones del Plan Argentina. Por cada kilómetro cuadrado o fracción, el adjudicatario pagará anualmente y por adelantado el canon previsto por la Ley 17.319, canon que fijará el Poder Ejecutivo antes de la apertura del concurso de licitación (Decreto 2.178.91, artículo 9.5).

18. Impuestos de importación

Ley 17.319. La importación de materiales, equipos, maquinarias y demás elementos necesarios para el desarrollo de las actividades se sujetará a las normas que dicte la autoridad competente, normas que asegurarán el mismo trato a las empresas estatales y a las privadas (artículo 68).

Decreto Ley 21.778. La importación de bienes de capital y herramientas especiales, tales como partes y componentes necesarios para la ejecución del contrato, estará totalmente exentas de los aranceles de importación así como de cualquier otro impuesto. Esta exención se extiende a los repuestos y accesorios, hasta por un máximo de 5% del valor total de los bienes de capital importados.

Modificaciones del Plan Argentina. El Decreto 2.178.91 (anexo II, artículo 9.1) dispone que los titulares de un permiso y los concesionarios se someten a lo establecido en la Ley 17.319, es decir, se sujetarán a las normas que dicte la autoridad competente.

19. Régimen tributario

Ley 17.319. Como ya se vio en el punto 14, existe un régimen de excepción y un régimen general (válido éste para los que contratan con YPF). Los contratistas acogidos al régimen de excepción deben pagar un impuesto de 55% (artículo 56, inciso vi), y quedan exentos del pago de cualquier otro tributo nacional, presente o futuro, de cualquier naturaleza o denominación.

Decreto Ley 21.778. Los contratos están sujetos a las leyes tributarias de aplicación general. El impuesto es de 55% sobre las ganancias netas, previa deducción de los impuestos de superficie y las regalías; del monto total de estos impuestos se deducirán todos los impuestos municipales y provinciales. Por lo tanto, esa será la ganancia neta real a la cual se impondrá el impuesto especial de 55%.

Modificaciones del Plan Argentina. El impuesto a la renta es de 30%, y no existe impuesto a la remesa de los dividendos. Se aplica además, un impuesto de 1% a los activos y uno de 18% a las ventas. No existe impuesto a las exportaciones.

20. Garantía de estabilidad tributaria

Ley 17.319. Tal garantía está consignada en la ley: los titulares de un permiso y los concesionarios favorecidos con el régimen de excepción quedan exentos del pago de todo tributo adicional, presente o futuro, de cualquier naturaleza o denominación (artículo 56).

Modificaciones del Plan Argentina. Se establecen cláusulas de estabilidad, que garantizan que se mantendrá el tope de la regalía en 12% y descartan cualquier futuro nuevo impuesto que discrimine al concesionario, trátase de los activos, de cualquier transacción o negocio relacionado, así como de las ventas de petróleo y gas.

21. Fiscalización y control del contrato

Ley 17.319. La autoridad que vigila el cumplimiento de los contratos es la Secretaría de Estado de Energía y Minería, sin perjuicio de la autoridad exclusiva del Poder Ejecutivo nacional.

Decreto Ley 21.778. No se dispone de información. Si prevalece al respecto la Ley 17.319, entonces el órgano fiscalizador es la Secretaría de Estado de Energía y Minería.

Modificaciones del Plan Houston. No se dispone de información. Como en el caso anterior, si prevalece la Ley 17.319, el órgano contralor es la Secretaría de Estado de Energía y Minería.

Modificaciones del Plan Argentina. La fiscalización recae aquí en la Subsecretaría de Combustibles, sin perjuicio de la autoridad exclusiva del Poder Ejecutivo nacional.

22. Posibilidad de cesión

Ley 17.319. Los permisos y concesiones acordados en virtud de esta ley pueden ser cedidos, previa autorización del Poder Ejecutivo (artículo 72).

Modificaciones del Plan Argentina. No se ha encontrado información específica. Se supone que sigue vigente lo dispuesto en la Ley 17.319.

23. Explotación de campos unificados

Ley 17.319. No existen disposiciones específicas al respecto, como tampoco en las modificaciones del Plan Argentina.

24. Leyes que rigen los contratos (arbitraje internacional)

Ley 17.319. Los contratos se rigen en general por las leyes de la República Argentina, y en particular por la misma Ley 17.319. Sin embargo, el arbitraje es nacional, no internacional.

Decreto Ley 21.778. Rigen aquí en general las leyes de la República Argentina y, en particular, la Ley 17.319 y el mismo Decreto Ley 21.778. Las diferencias entre las partes deben ser sometidas a las cortes federales de la República Argentina. No obstante, algunos diferendos técnicos pueden ser sometidos a arbitraje. Las partes designarán al árbitro así como los asuntos que se someterán a su decisión. Se aplicarán las leyes de arbitraje del código procesal comercial y civil de la nación. No hay arbitraje internacional.

Modificaciones del Plan Houston. Ninguna.

Modificaciones del Plan Argentina. El concesionario puede demandar una cláusula de arbitraje. Sin embargo, el formato de aplicación

no lo incluye en esta etapa, pues se refiere a la jurisdicción de las cortes federales de Buenos Aires.

25. Preservación del medio ambiente

La Constitución Política de Argentina otorga autoridad sobre el medio ambiente al Gobierno Federal y a los gobiernos locales. El Gobierno Federal, mediante Decreto 963/70, ha definido reglas de seguridad para la exploración, explotación y transporte de los hidrocarburos. La Ley 17.319 contiene disposiciones generales para la preservación del medio ambiente (artículo 69).

En noviembre de 1992 se expidió la Resolución 105/92 de la Secretaría de Estado de Energía y Minería, por medio de la cual se fijaban las normas y procedimientos para proteger el medio ambiente durante las etapas de exploración y de explotación de los hidrocarburos. En esta resolución se detallan los procedimientos a seguir en las fases de exploración y perforación, así como en las de explotación y desarrollo.

26. Contratos para la recuperación secundaria

En la Ley 17.319, así como en el Decreto Ley 21.778, hay disposiciones al respecto.

Modificaciones del Plan Argentina. Se introdujeron diversas normas para la recuperación secundaria, entre ellas la licitación internacional de más de 80 áreas marginales, licitaciones que se realizaron entre 1989 y 1991.

C. COMENTARIO SOBRE LAS MODIFICACIONES

La legislación petrolera dictada en Argentina durante el período 1989-1994 debe ser analizada dentro del marco de liberalización y desregulación de la economía que introdujo el Gobierno del Presidente Carlos Saúl Menem desde 1989 en adelante.

Los objetivos de la nueva legislación petrolera, según el gobierno, eran terminar con el Estado como productor-empresario, y crear las condiciones necesarias para impulsar una fuerte corriente inversora que movilizara los recursos de hidrocarburos, tarea en la cual se asignaba un rol protagónico a la iniciativa privada, con incorporación de capitales de riesgo. Igualmente, se planteaba la conveniencia de traspasar YPF al sector privado, y de incorporar el sector petrolero a un régimen de libre mercado.

En ese contexto, se introdujeron profundos cambios en la legislación referida a la exploración y explotación petrolera, uno de los cuales consistió en abrir a los inversionistas extranjeros campos petroleros que estaban

siendo explotados por YPF: las áreas de interés secundario (campos marginales) y los campos centrales. En cuanto a la legislación sobre exploración, los cambios más importantes son los siguientes:

i) Se vuelve a dar preeminencia a la Ley 17.319 de 1967, en virtud de la cual se otorgan permisos de exploración y concesiones de explotación. En 1978 se hicieron adiciones a esta ley para implantar la modalidad de los contratos de exploración y de explotación. Cabe señalar que la Ley 17.319 nunca fue derogada, sino que se dejó en suspenso la legislación referente a permisos y concesiones. Posteriormente, en 1984, el Gobierno del Presidente Raúl Alfonsín introdujo modificaciones a esos contratos, dando lugar a lo que se llamó Plan Houston.

ii) La legislación del período 1989-1993, al restablecer los permisos de exploración y las concesiones de explotación, confirió la propiedad del petróleo (libre disponibilidad) a los concesionarios, eliminándose al mismo tiempo la obligación de abastecer el mercado interno, con lo cual éstos quedaron facultados para exportar libremente el petróleo.

iii) Ya no es YPF la que negocia los contratos. Ahora tal responsabilidad queda a cargo de la Subsecretaría de Combustibles. Anteriormente la responsabilidad la tenía la Secretaría de Estado de Energía y Minería.

iv) Asimismo, la nueva legislación establece que el concesionario tendrá derecho a la libre disponibilidad de hasta 70% de sus divisas.

v) Se establecen compromisos de trabajo más flexibles en la etapa de exploración, mediante las llamadas unidades de trabajo. Estas unidades intercambiables, consisten en cierto número de líneas sísmicas o de metros de perforación de pozos. En otras palabras, son una forma de opción sísmica.

vi) Los titulares de un permiso y los concesionarios están ahora sujetos a la legislación general que regula los impuestos a las ganancias. En 1967 quedó establecido que debían pagar una regalía equivalente a 12% del precio obtenido por la venta de hidrocarburos. Se disminuye el impuesto a la renta, que ahora es de 30%. No existe impuesto a los dividendos. Además, se aplica un impuesto de 1% a los activos y de 18% a las ventas. Las exportaciones están exentas de impuestos.

vii) Se ratifica el concepto de estabilidad tributaria.

III. RÉGIMEN DE CONTRATACIÓN EN BOLIVIA

A. CONSIDERACIONES GENERALES

En Bolivia ha habido tres etapas en lo que concierne a la legislación sobre contratos petroleros de exploración. La primera está relacionada con la ley de hidrocarburos, Decreto Ley 10.170 del 28 de marzo de 1972. La segunda comienza 18 años después, con la promulgación de una nueva ley de hidrocarburos, la Ley 1.194 del 1° de noviembre de 1990. La tercera etapa comenzó con la promulgación de la ley de capitalización, en marzo de 1994 (que establece la conversión de las empresas estatales —entre ellas Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos (YPFB)— en sociedades mixtas) y prosiguió con la nueva ley de hidrocarburos, Ley 1.689, aprobada en abril de 1996.

El Decreto Ley 10.170 de 1972 dejó sin vigencia el régimen de concesiones en materia de hidrocarburos, y asignó a YPFB la exploración de todo el territorio nacional y la subsiguiente explotación.

Esta misma disposición estableció que la conducción y manejo de toda la industria debería estar a cargo de YPFB, es decir, las fases de exploración y explotación y las fases de elaboración secundaria (refinación, industrialización, transporte y comercialización). Las labores de exploración y explotación de petróleo podía realizarlas YPFB por su cuenta o por intermedio de terceros, merced a contratos de operación o a contratos de servicios.

El Decreto Ley 10.170 puso en vigencia los contratos de operación, en los cuales el riesgo exploratorio recae enteramente en el contratista. En caso de descubrir petróleo, YPFB entregará a éste, como retribución por sus servicios, un volumen de petróleo convenido contractualmente. Éste es un típico caso de contrato de participación en la producción.

También se establecieron los contratos de servicios, en los cuales la compañía contratista presta un determinado servicio para la ejecución de una obra específica de índole técnica especializada. La retribución del contratista se efectúa en dinero (artículo 52).

La Ley 1.194 de 1990 estipula que la definición de la política de hidrocarburos está a cargo del Poder Ejecutivo, por intermedio del

Ministerio de Energía e Hidrocarburos. Esta ley reafirma que todas las actividades de exploración y explotación de petróleo quedan a cargo de YPF, empresa que, para llevar a cabo sus objetivos, puede celebrar contratos con compañías privadas.

Con esta nueva ley se introducen los contratos de asociación, que son originalmente contratos de operación que otorgan a YPF la posibilidad de asociarse con la compañía privada en caso de un descubrimiento comercial.

El cambio más importante concierne a la refinación, industrialización, transporte y comercialización de hidrocarburos, actividades que pueden ser ejecutadas ahora por YPF y, también, por el sector privado. Anteriormente, sólo podía realizarlas YPF, entidad que estaba facultada para celebrar contratos con terceros.

Como se verá en el acápite que sigue, la nueva ley de hidrocarburos, Ley 1.689 de abril de 1996, introdujo modificaciones de la más alta importancia.

B. PRINCIPALES CARACTERÍSTICAS DE LOS CONTRATOS

1. Modalidad del contrato

Decreto Ley 10.170. Autoriza la suscripción de contratos de operación, conforme a los cuales el contratista lleva a cabo, por sus propios medios y por su exclusiva cuenta y riesgo, pero en nombre y representación de YPF, las fases de exploración o explotación. Si encuentra hidrocarburos, tendrá derecho a una retribución, cuyo monto quedará fijado en el contrato pertinente.

Ley 1.194. Además de los contratos de operación, se autoriza la suscripción de contratos de asociación, en virtud de los cuales se otorga a YPF la posibilidad de asociarse a la empresa contratista en el momento de un descubrimiento comercial. En ese caso, YPF reembolsa un porcentaje de los costos directos de explotación, ya sea en dólares o en petróleo, participa en las futuras inversiones y en los costos de desarrollo y producción en una proporción acorde al porcentaje reembolsado. El contrato de asociación deberá definir claramente la participación en los volúmenes de producción de cada una de las partes, tanto en el caso de que YPF ejerza su opción de asociación, como en el caso de que no la ejerza (artículo 60). El contrato de asociación establece que el asociado será el operador (artículo 64).

Ley 1.689. Se introducen los contratos de riesgo compartido con YPF para la exploración, explotación y comercialización de hidrocarburos. Los contratistas adquieren el derecho de prospectar, explotar, extraer, transportar y comercializar la producción obtenida, previo pago de la

participación de YPFB más las regalías correspondientes, que totalizarán 18% de la producción fiscalizada (artículo 24).

Los contratos vigentes de operación y de asociación con YPFB podrán continuar bajo ese régimen hasta el término del plazo correspondiente. Los contratistas de operación y de asociación que se encuentren en la fase de exploración y explotación podrán modificar la modalidad de los contratos y someterlos al régimen de riesgo compartido, conforme a disposiciones definidas en la ley (artículos 74 a 76).

2. Entidad nacional negociadora del contrato

Los sucesivos instrumentos legales (Decreto Ley 10.170, Ley 1.194 y Ley 1.689) asignan la tarea a YPFB.

3. Forma de adjudicación del contrato

Decreto Ley 10.170. Mediante negociación caso por caso.

Ley 1.194. YPFB puede negociar directamente los contratos o convocar a una licitación pública internacional, de acuerdo con la política definida por el Ministerio de Energía e Hidrocarburos.

Ley 1.689. Por licitación internacional. YPFB suscribirá contratos con las empresas que califiquen para el efecto, según las normas de licitación pública internacional que se emitan al respecto. Mediante decreto supremo reglamentario se establecerá la periodicidad con la cual la Secretaría Nacional de Energía llamará a las licitaciones.

4. Entidad nacional que aprueba el contrato

En todos los casos (Decreto Ley 10.170, Ley 1.194 y Ley 1.689), por decreto supremo del Ministerio de Energía e Hidrocarburos.

5. Extensión del área

Decreto Ley 10.170. Cada área tiene un máximo de 20 000 hectáreas, y no se fija un número máximo de áreas otorgables en la etapa de exploración. En la fase de explotación, la compañía contratista no podrá tener más de cuatro áreas.

Ley 1.194. Las áreas están divididas en lotes de 20 000 hectáreas. Se fija un máximo otorgable. En las áreas tradicionales, el máximo es de 1 000 000 hectáreas. En las áreas no tradicionales, el máximo es de 1 500 000 hectáreas. Una misma compañía no podrá tener simultáneamente, en forma directa o indirecta, más de cinco contratos.

Ley 1.689. No se fija un máximo otorgable. Mediante decreto supremo, periódicamente se determinarán la extensión y el número de las áreas de contrato, en zonas declaradas tradicionales y no tradicionales. El área de un contrato de riesgo compartido estará formada por una o más parcelas, con una extensión máxima de 40 parcelas en las zonas tradicionales y de 400 parcelas en las no tradicionales.

6. Duración del contrato

Decreto Ley 10.170. El contrato tiene una duración máxima de 30 años.

i) Etapa de exploración. El plazo mínimo es de cuatro años y el máximo de siete años.

ii) Etapa de explotación. Se debe cumplir con el plazo máximo del contrato (30 años).

Ley 1.194. La duración varía según se trate de la etapa de exploración o de la de explotación.

i) Etapa de exploración. El período básico es de cuatro años. Hay un período adicional de un máximo de tres años, que deberá ser aprobado mediante decreto supremo (artículo 36). Si al final de los siete años el contratista dispone únicamente de gas natural, que por razones de mercado no pueda ser explotado, se amplía el período de exploración por dos años. Esto no modifica los 30 años de contrato.

ii) Etapa de explotación. La duración máxima del contrato es de 30 años, incluido el período de exploración.

Ley 1.689. También distingue entre fase de exploración y fase de explotación.

i) Etapa de exploración. El plazo inicial de este período no podrá exceder de siete años, dividido en tres fases: fase 1 (años uno al tres); fase 2 (años cuatro y cinco); fase 3 (años seis y siete).

ii) Etapa de explotación. En la totalidad de su duración, el contrato no podrá exceder de 40 años. Sin embargo, si el contratista descubre petróleo que no se pueda comercializar por inexistencia o insuficiencia de transporte o por limitaciones de acceso al mercado, podrá retener el área del campo por un máximo de 10 años. En este caso, el período de retención se añadirá al plazo del contrato (artículo 30).

7. Condiciones en la etapa de exploración

Decreto Ley 10.170. Se obliga al contratista a presentar un programa de trabajo.

Ley 1.194. La etapa de exploración está dividida en subfases, para cada una de las cuales se debe presentar un programa de trabajo. El contratista tiene la opción de retirarse durante el período básico. Se exige a

éste una boleta de garantía bancaria, ejecutable si no cumple con las inversiones o los trabajos comprometidos.

Ley 1.689. El contratista deberá realizar un mínimo de unidades de trabajo en cada fase del período de exploración, mínimo que será determinado por decreto supremo.

8. Condiciones en la etapa de explotación

Decreto Ley 10.170. El contratista está obligado, en un plazo no superior a seis meses a partir del término del período exploratorio, a iniciar y realizar las operaciones de explotación de manera eficiente, sujetándose al plan de actividades programado, el cual estará basado en conceptos de manejo y conservación racional de los yacimientos, con el objeto de lograr una recuperación óptima.

Ley 1.194. Ratifica, en su artículo 39, las disposiciones del decreto anterior.

Ley 1.689. El contratista deberá presentar un programa de trabajo. Notificado un descubrimiento comercial, la producción de hidrocarburos deberá iniciarse dentro de un plazo de tres años en las zonas tradicionales y de cinco años en las no tradicionales. Las actividades de explotación deben ejecutarse utilizando técnicas y procedimientos modernos, bajo la supervisión de YPF, a fin de que la producción se realice conforme a prácticas eficientes y racionales de recuperación y de conservación de las reservas.

9. Suelta del área en el momento de comenzar la explotación

Decreto Ley 10.170. El contratista debe devolver 50% del área al término del período exploratorio.

Ley 1.194. El contratista deberá devolver parte del área al final de cada subfase de exploración, en una proporción que será acordada en cada contrato. El área final de explotación y la zona circundante no podrán exceder de tres lotes, es decir, 60 000 hectáreas (artículo 30). Esta disposición rige también para los contratos de asociación.

Ley 1.689. Al finalizar la fase 1, el contratista deberá renunciar y devolver no menos de 20% del área original de exploración cuando ésta sea superior a 10 parcelas. Al finalizar la fase 2 deberá renunciar y devolver no menos de 30% del área original de exploración cuando sea superior a 10 parcelas.

Si el contratista descubre petróleo durante cualquiera de las fases, podrá retener por un período adicional de hasta siete años, computables desde el fin de la tercera fase, hasta 30% del área original de exploración (fracción que se denominará área remanente) para continuar las labores de exploración.

10. Propiedad del petróleo

Decreto Ley 10.170. Es de propiedad de YPFB.

Ley 1.194. Es de propiedad de YPFB. El contratista puede exportar libremente el petróleo que le corresponde como retribución, salvo que sea requerido para abastecer el mercado interno.

Ley 1.689. Los contratistas adquieren el derecho a explotar, extraer, transportar y comercializar la producción obtenida. Por lo tanto, tienen la propiedad del petróleo extraído. Se exceptúan de la libre comercialización el gas natural requerido para satisfacer el consumo interno y las partidas de hidrocarburos comprometidas en contratos de exportación pactados por YPFB antes de la dictación de esta ley.

11. Obligación de abastecer el mercado interno

Decreto Ley 10.170. Tal obligación existe. El precio es fijado por la Dirección General de Hidrocarburos.

Ley 1.194. Existe obligación de abastecer el mercado interno (artículo 15). El precio que pagará YPFB estará referido a una canasta de crudos internacionales. Si hay existencias y si el contratista lo desea, YPFB puede pagar en productos (diesel, gasolina).

Ley 1.689. Dispone libertad de importación, exportación y comercialización interna de los hidrocarburos (artículo 5).

12. Retribución del contratista

Decreto Ley 10.170. Se puede pagar al contratista en dinero o en especie, en este último caso con una parte de la producción que se fija en cada contrato.

Ley 1.194. Dispone lo mismo que el decreto anterior.

Ley 1.689. Se retribuye con el petróleo extraído, menos las regalías establecidas por ley, que totalizan 18% de la producción fiscalizada.

13. Disponibilidad de divisas

Decreto Ley 10.170. El Estado garantiza al contratista la libre disponibilidad de las divisas derivadas de sus operaciones de exportación. Asimismo, garantiza la libre convertibilidad de sus ingresos por concepto de ventas a YPFB.

Ley 1.194. Conforme a esta ley y a la Ley 1.182 de septiembre de 1990 (artículo 27), los contratistas gozan de la garantía del Estado de la libre disponibilidad de las divisas provenientes de las operaciones de exportación; asimismo, el Estado garantiza la libre convertibilidad de los ingresos por ventas a YPFB y a terceros.

Ley 1.689. Aunque no se especifica en esta ley, en Bolivia rige la libre disponibilidad de divisas.

14. Depreciación y amortización de gastos de exploración

Estos aspectos no están contemplados en ninguno de los instrumentos legales a que se ha hecho referencia (Decreto Ley 10.170, Ley 1.194 y Ley 1.689).

15. Depreciación y amortización de gastos de explotación

Decreto Ley 10.170. No se establecen estos aspectos para los contratos de operación. En lo que concierne a los contratos de prestación de servicios, el régimen de depreciación es el siguiente (artículo 61):

Edificios	10% anual
Maquinarias y equipos	20% anual
Muebles y útiles	20% anual
Vehículos	25% anual

Ni la Ley 1.194 ni la Ley 1.689 se refieren a estos aspectos.

Para efectos impositivos de depreciaciones futuras, las empresas que actualmente tienen contratos de operación y de asociación con YPF, calcularán el valor de los activos fijos existentes al comienzo de 1996, aplicando al valor de origen de los activos adquiridos a partir de 1991 las tasas de depreciación señaladas en el anexo del artículo 22 del Decreto Supremo 24.051. Para iguales efectos, se estimará que los activos fijos adquiridos antes de 1991 carecen de valor (artículo 82).

16. Factor agotamiento

Ninguno de los instrumentos legales aquí estudiados (Decreto Ley 10.170, Ley 1.194 y Ley 1.689) se refiere a este factor.

17. Regalías y otros impuestos

Decreto Ley 10.170. Se pagan los siguientes impuestos, como porcentaje de la producción, en boca de pozo: participación departamental (regalía): 11%; regalía nacional compensatoria: 1%. El pago de estas regalías se considera como un costo. El IVA es de 13%; el impuesto a las transacciones de 2%.

Ley 1.194. Se pagan los siguientes impuestos, como porcentaje de la producción, en boca de pozo: participación departamental (regalía): 11%; regalía nacional compensatoria: 1%.

Ley 1.689. Las regalías son las siguientes:

- Una participación departamental, denominada regalía, equivalente a 11% de la producción bruta de hidrocarburos en boca de pozo, pagadera en beneficio del departamento donde se origina la producción.
- Una regalía nacional compensatoria de 1% de la producción bruta de hidrocarburos en boca de pozo, pagadera a los departamentos de Beni y de Pando, de conformidad con la Ley 981 de 1988.
- Una participación en favor de YPFB de 6% de la producción bruta de hidrocarburos en boca de pozo.

Las empresas que tienen contratos de operación y asociación con YPFB y que están produciendo petróleo, deben pagar una regalía nacional equivalente a 13% del valor de la producción fiscalizada.

18. Impuestos de importación

Decreto Ley 10.170. El impuesto a las importaciones es de 2%.

Ley 1.194. Se deben pagar los derechos arancelarios vigentes (artículo 74, inciso j). El arancel es de 5% para los bienes de capital y de 10% para los otros bienes.

Ley 1.689. No se especifican impuestos de importación.

19. Régimen tributario

Decreto Ley 10.170. Además de la participación departamental (11%) y de la regalía nacional compensatoria (1%) (véase acápite 17), se paga un impuesto nacional de 19%. Así, el impuesto total que debe pagar el contratista sobre su retribución bruta asciende a 31%. A esa retribución bruta el contratista debe deducirle sus costos y sus gastos de operación.

Ley 1.194. Además de la participación departamental (11%) y de la regalía nacional compensatoria (1%) (véase acápite 17), se paga un impuesto nacional de 19%.

Ley 1.689. El contratista deberá pagar el impuesto a las utilidades y el impuesto a la remisión de utilidades al exterior señalados en la Ley 843 (texto ordenado). En el caso de los contratistas que tienen contratos de operación y de asociación con YPFB, el pago de estos impuestos es acreditable contra la regalía nacional complementaria correspondiente a la producción de hidrocarburos existentes (que asciende, como ya se vio, a 13%).

20. Garantía de estabilidad tributaria

El Decreto Ley 10.170 ofrece esta garantía (artículo 65), pero no así la Ley 1.194 ni la Ley 1.689.

21. Fiscalización y control del contrato

Decreto Ley 10.170. Tales funciones corresponden a la Dirección General de Hidrocarburos.

Ley 1.194. Corresponden al Ministerio de Energía e Hidrocarburos.

Ley 1.689. El superintendente de hidrocarburos del SIRESE verificará la exactitud de la información recibida en materia de costos en lo concerniente a las actividades de exploración, explotación, comercialización, transporte, refinación e industrialización, así como en lo concerniente a la distribución de gas natural por redes. También requerirá la información y los datos que considere necesarios para el cumplimiento de sus funciones.

22. Posibilidad de cesión

Decreto Ley 10.170. Contempla tal posibilidad, sujeta al consentimiento expreso de YPFB y a la emisión de un decreto supremo aprobatorio.

Ley 1.194. El contratista puede transferir total o parcialmente el contrato, previo consentimiento escrito de YPFB y el correspondiente decreto supremo (artículo 23).

Ley 1.689. No contempla esta posibilidad.

23. Explotación de campos unificados

Ninguno de los instrumentos legales estudiados (Decreto Ley 10.170, Ley 1.194 y Ley 1.689) contiene disposiciones específicas al respecto.

24. Arbitraje internacional

Decreto Ley 10.170. No esta contemplado.

Ley 1.194. Las diferencias entre las partes serán sometidas a la jurisdicción boliviana. Las discrepancias de orden técnico pueden ser sometidas a arbitraje internacional, generalmente a la Comisión Interamericana de Arbitraje Comercial.

Ley 1.689. Todos los contratos de riesgo compartido se rigen por las leyes bolivianas. Conforme al artículo 16 de la ley 1.689 las controversias que se susciten entre las partes se solucionarán mediante arbitraje.

25. Preservación del medio ambiente

Decreto Ley 10.170. El artículo 15 de esta ley estipula obligaciones generales al respecto.

Ley 1.194. El contratista debe adoptar todas las normas y procedimientos que establezca la autoridad competente para evitar la contaminación del medio ambiente y la alteración del equilibrio ecológico en las áreas del contrato (artículo 22, inciso i).

Ley 1.689. Se dispone la aplicación al sector hidrocarburos de las disposiciones del artículo 171 de la Constitución Política, así como las disposiciones específicas y los reglamentos de la ley del medio ambiente. En julio de 1996 se promulgó el Decreto Supremo 24.335, que contiene un Reglamento Ambiental para el sector hidrocarburos. El reglamento establece límites y procedimientos para las actividades que produzcan impactos ambientales o sociales en el medio ambiente y en la organización socioeconómica de las poblaciones asentadas en su zona de influencia.

26. Contratos para explotar campos marginales (recuperación secundaria)

Decreto Ley 10.170 y Decreto Ley 18.994. La recuperación secundaria se hacía sólo mediante contratos de servicios. Con la emisión del Decreto Ley 18.894 (junio de 1982), se autoriza la recuperación secundaria también mediante contratos de operación. El pago puede ser en petróleo o en divisas.

Ley 1.194. YPFB podrá negociar y suscribir contratos de operación para la recuperación mejorada, por exclusiva cuenta y riesgo del contratista y de acuerdo con lo estipulado para los contratos de operación (artículo 53). YPFB podrá también suscribir contratos de asociación para la recuperación mejorada en campos ya desarrollados (artículo 65).

Ley 1.689. Se menciona la existencia de campos marginales (artículo 72), pero no hay una determinación precisa sobre los mismos.

C. COMENTARIO SOBRE LAS MODIFICACIONES

La Ley 1.689 amplía el alcance de la Ley 1.194 de 1990 en lo concerniente a la desregulación total de las actividades de elaboración secundaria. Asimismo, autoriza la libre importación, exportación y comercialización interna de los hidrocarburos y sus derivados. En cuanto al régimen de precios para el mercado interno, éstos quedarán entregados a la oferta y la demanda una vez que se haya completado el proceso de capitalización de YPFB. La fiscalización y supervisión del sector le corresponde al Ministerio de Energía e Hidrocarburos.

i) En cuanto a la exploración y producción de petróleo, la Ley 1.689 prohíbe a YPFB realizarlas directamente, y estipula que, para llevarlas a cabo, la empresa estatal debe necesariamente celebrar contratos de riesgo

compartido, por tiempo limitado, con personas individuales o colectivas, nacionales o extranjeras. De esa manera, al no poder realizar directamente tales actividades, YPFB se convierte en un ente administrativo encargado de negociar y supervisar los contratos con las compañías privadas.

ii) Las empresas que hayan suscrito contratos de asociación con YPFB podrán continuar bajo el mismo régimen, pero tienen igualmente la opción de celebrar contratos de riesgo compartido con la compañía estatal.

iii) Se introduce la modalidad de licitación internacional para otorgar las áreas de exploración a las compañías extranjeras. Anteriormente, la negociación se hacía caso por caso.

iv) La nueva legislación es menos exigente en cuanto a los compromisos que debe cumplir el contratista durante la etapa de exploración. Se divide esta etapa en subfases y se concede al contratista la opción de retirarse durante el período básico.

v) El contratista puede disponer libremente de su retribución neta de petróleo que está facultado para exportar, salvo que el producto sea requerido para el mercado interno.

vi) Sigue existiendo la obligación de abastecer el mercado interno. El precio que pagará YPFB está referido a una canasta de crudos internacionales.

vii) Se ratifica la libre disponibilidad de divisas para el contratista.

viii) Se mantienen los mismos impuestos departamentales (11%), la regalía nacional (1%) y el impuesto nacional (9%) que en la legislación anterior. En total, 31%. Asimismo, se establece un impuesto a las utilidades de 40%, que es considerado como un crédito contra los impuestos arriba señalados.

ix) Se introducen modificaciones destinadas a preservar el medio ambiente. En junio de 1993, estaba en preparación la legislación pertinente.

x) La Ley 1.689 dispone que la explotación de los campos marginales podrá realizarse no sólo mediante contratos de servicios y de operación, sino que también mediante contratos de asociación.

xi) Arbitraje internacional. Las diferencias entre las partes serán sometidas a la jurisdicción boliviana. Las discrepancias de orden técnico pueden ser sometidas al arbitraje internacional, generalmente a la Comisión Interamericana de Arbitraje Comercial.

IV. RÉGIMEN DE CONTRATACIÓN EN BRASIL

A. CONSIDERACIONES GENERALES

La legislación brasileña de 1975 permitió la participación de compañías extranjeras en la exploración de petróleo bajo riesgo del contratista. Los contratos brasileños tenían una modalidad particular: en caso de encontrarse petróleo, correspondía a la empresa estatal, Petróleo Brasileiro (PETROBRAS), hacerse cargo de su explotación.

PETROBRAS reembolsaba al contratista los gastos de exploración y le aseguraba una retribución, determinada en cada contrato, durante un cierto tiempo de la vida útil del campo.

La Constitución Política aprobada en 1988 eliminó el régimen de los contratos de riesgo, respetando no obstante los derechos adquiridos, y estableció que el Estado tendría el monopolio de las actividades petroleras (artículo 177, acápito 1). El monopolio previsto incluía los riesgos que se desprenden de estas actividades, estando prohibido a la Unión ceder o conceder cualquier tipo de participación, en especie o en valor, en las exploraciones de yacimientos de petróleo o de gas natural.

Al mismo tiempo, como se dijo recién, el artículo 45 de las disposiciones constitucionales transitorias establecía que se respetarían los derechos adquiridos en los contratos de riesgo celebrados con PETROBRAS para la exploración de petróleo que estuvieran en vigor en la fecha de promulgación de la Constitución.

En noviembre de 1995, el Parlamento modificó la Constitución Política de 1988, por medio de la Enmienda Constitucional N° 09, que establece que el Estado brasileño podrá contratar con empresas estatales y privadas la realización de actividades de exploración y explotación de petróleo. Estas actividades deberán estar establecidas en una ley aprobada por el Parlamento, ley que en diciembre de 1996 todavía no había sido promulgada. Por ese motivo, aquí se reseñarán sólo los contratos vigentes hasta 1988.

B. PRINCIPALES CARACTERÍSTICAS DE LOS CONTRATOS

1. Modalidad del contrato

Contrato de servicio de riesgo en la etapa de exploración. Si el contratista encuentra petróleo y se declara la comercialidad del campo, el propio contratista se encarga del desarrollo del campo, quedando a cargo de PETROBRAS las operaciones de producción.

Todo el petróleo y el gas pertenecen a PETROBRAS, que no invierte ni en exploración ni en desarrollo. Cuando se inicia la producción comercial, los activos pasan a ser propiedad de esta misma empresa.

2. Entidad nacional negociadora del contrato

PETROBRAS.

3. Forma de adjudicación del contrato

Se negocia caso por caso.

4. Entidad nacional que aprueba el contrato

PETROBRAS.

5. Extensión del área

Es variable y no está predeterminada.

6. Duración del contrato

El período de exploración es de tres años "en tierra" y de cinco años "costa afuera". Hay una opción de prórroga por uno o dos años, en el caso de que se descubra petróleo.

El período de desarrollo comienza al declararse la comercialidad del campo, y termina cuando el campo en producción se entrega a PETROBRAS.

7. Condiciones en la etapa de exploración

Las condiciones son negociables, aunque se exige un monto mínimo de inversión. No es obligatorio perforar pozos de exploración. Si se

prorroga el período inicial, se debe perforar un pozo en cada año de la prórroga.

8. Condiciones en la etapa de desarrollo

La empresa contratista debe entregar a PETROBRAS todas las instalaciones necesarias para la producción, almacenamiento, transporte y entrega del petróleo en un punto dentro del área de servicio.

9. Suelta del área en el momento de comenzar la explotación

Se debe devolver 50% del área después del período inicial.

10. Propiedad del petróleo

PETROBRAS.

11. Obligación de abastecer el mercado interno

PETROBRAS es el operador durante la fase de producción de la vida del campo y automáticamente recibe los hidrocarburos producidos. El contratista tiene derecho a comprar hidrocarburos, al precio del mercado, hasta por el valor de su remuneración, siempre y cuando no haya crisis de abastecimiento del mercado interno.

12. Retribución del contratista

El contratista recibe un reembolso por sus gastos con recursos provenientes exclusivamente del ingreso neto de los campos, en las siguientes condiciones:

i) Recuperación de los costos de exploración y desarrollo. Los costos de exploración y desarrollo se recuperan en un período de cinco años, contados a partir del inicio de la producción comercial. Todos los impuestos pagados durante la exploración y el desarrollo son reembosables.

Se pagan intereses solamente por concepto de gastos de desarrollo. La tasa de interés es negociable (lo usual es que sea la tasa preferencial vigente en los Estados Unidos más 1%).

ii) Remuneración. La remuneración se paga trimestralmente por un período de 15 años, a partir de la fecha de producción comercial. El contratista recibe un porcentaje del ingreso neto del campo en producción, porcentaje que varía de acuerdo con el volumen de producción según el siguiente modelo básico: primero 600 000 metros cúbicos por trimestre,

equivalentes a 41 000 barriles al día, 35%; de más de 600 000 a 1 200 000 metros cúbicos (entre 41 400 y 82 800 barriles al día), 30%, y de más de 200 000 metros cúbicos (82 800 barriles o más), 25%.

13. Disponibilidad de divisas

El Banco Central del Brasil envía las divisas a una cuenta del contratista en el exterior.

14. Depreciación y amortización de gastos de exploración

Véase en el punto 12 lo referente a la retribución del contratista.

15. Depreciación y amortización de gastos de explotación

Estos conceptos no se aplican al contratista, pues la explotación del campo descubierto queda a cargo de PETROBRAS.

16. Factor agotamiento

Se concuerda entre las partes un volumen mínimo de producción trimestral. En el caso de los yacimientos de gas natural, se garantiza a la empresa contratista una remuneración equivalente al volumen mínimo, incluso si no se alcanza ese volumen (contrato de compra garantizada).

17. Regalías y otros impuestos

Al calcular el ingreso neto de la producción disponible para pagar al contratista por concepto de reembolso y remuneración, se deduce un canon equivalente a 5% del valor de la producción, impuesto que PETROBRAS transfiere a los gobiernos regionales o locales. PETROBRAS deduce también todos los costos directos de producción, almacenamiento y transporte, más 15% a título de gastos generales, como compensación por sus gastos administrativos.

En cuanto a las garantías, se exige una carta de crédito bancario hasta el final del período de exploración o de desarrollo, conforme al caso.

18. Impuestos de importación

Los impuestos y tasas que eventualmente deban pagar el contratista por la importación de materiales y equipos necesarios para la exploración y el desarrollo, serán reembolsados de acuerdo con lo expuesto en el punto 12.

19. Régimen tributario

El impuesto a la renta es de 25%, pero puede ser menor si el país de origen de la empresa contratista ha firmado con Brasil un tratado de doble tributación.

20. Garantía de estabilidad tributaria

Se asegura la estabilidad tributaria sólo en el caso de nuevos impuestos. Si aumenta o disminuye la alícuota del impuesto existente, la diferencia será absorbida por el contratista.

21. Fiscalización y control del contrato

En lo referente a exploración y producción, las funciones de fiscalización están a cargo de una oficina especial de PETROBRAS.

22. Posibilidad de cesión

En principio, el contratista no puede ceder o transferir el contrato ni en todo ni en parte. No obstante, si deseara ceder parte de sus derechos y obligaciones a un tercero que cuente con las calificaciones pertinentes, PETROBRAS podrá autorizar por su cuenta la operación, siempre que no existan razones válidas para rechazar la solicitud del contratista.

23. Explotación de campos unificados

No está contemplada en la legislación.

24. Arbitraje internacional

Tampoco está contemplado; los diferendos que pudieran surgir se someten a arbitraje nacional.

25. Preservación del medio ambiente

Este aspecto no está especificado en los contratos.

26. Contratos para explotar campos marginales

No están contemplados.

V. RÉGIMEN DE CONTRATACIÓN EN CHILE

A. CONSIDERACIONES GENERALES

En 1975 se promulgó el Decreto Ley 1.089, que fijó normas acerca de la participación de agentes privados en la exploración y explotación de hidrocarburos. De esta manera, por primera vez desde 1927 se permitía la participación de empresarios privados en las actividades petroleras. En 1986, el texto del decreto fue refundido, coordinado y sistematizado por el decreto con fuerza de ley N° 2 del Ministerio de Minería.

En la década de 1990 no ha habido cambios significativos en la legislación chilena de contratos de exploración y explotación.

Básicamente, la legislación chilena establece la modalidad de contratos de participación en la producción, modalidad conforme a la cual el contratista asume el riesgo de exploración y recibe una retribución en petróleo como pago por las operaciones efectuadas.

Existen dos tipos de contratos de participación en la producción: i) los contratos de operación petrolera, suscritos entre el Estado de Chile y un contratista privado, y ii) los contratos especiales de operación, que son contratos suscritos entre, por una parte, el Estado de Chile y, por otra parte, una asociación formada por la Empresa Nacional del Petróleo (ENAP) y una o varias compañías petroleras privadas.

En 1977 y 1978 se firmaron los primeros contratos de exploración y explotación con compañías extranjeras. En 1986 comenzó una campaña de promoción de las áreas petroleras mediante la suscripción de contratos especiales de operación, que en la actualidad constituyen la modalidad de contrato petrolero más importante de Chile. Gracias a esa campaña, entre 1986 y fines de 1989 se firmaron siete contratos especiales, y tres más entre 1990 y 1995. Aunque hasta este último año aún no se había encontrado petróleo por esa vía, el recurrir a tal modalidad permitió al menos que el Estado chileno delegara en empresas privadas las inversiones de riesgo que son propias de la exploración petrolera. (Véase al respecto Juan Sebastián Bernstein (cons.), Establecimiento de una política energética basada en el

funcionamiento de mercados competitivos y en la participación privada: la experiencia de Chile (LC/R.1502), Santiago de Chile, Comisión Económica para América Latina y el Caribe (CEPAL), marzo de 1995.)

B. PRINCIPALES CARACTERÍSTICAS DE LOS CONTRATOS DE PARTICIPACIÓN EN LA PRODUCCIÓN

1. Modalidad del contrato

Como se dijo hace un momento, hay dos tipos de contratos: i) los contratos de operación petrolera, suscritos entre el Estado de Chile y un contratista privado; y ii) los contratos especiales de operación, suscritos entre el Estado de Chile (representado por el Ministerio de Minería) y una asociación formada por la ENAP y una o varias compañías petroleras privadas. A estos contratos se los conoce también como convenios de asociación.

En los contratos de operación petrolera, el riesgo de exploración recae exclusivamente en el contratista. En caso de encontrar petróleo, el contratista recibirá una retribución consistente en un porcentaje de los hidrocarburos producidos en cada yacimiento. En el caso de los hidrocarburos líquidos, la retribución se pagará en petróleo. El contratista deberá pagar el impuesto a la renta correspondiente.

Para la suscripción de ambos tipos de contrato se requiere informe previo favorable del Consejo de la Comisión Nacional de Energía (CNE).

En el caso del contrato especial de operación, la ENAP y la o las empresas asociadas acuerdan un porcentaje de participación, en el que la ENAP será accionista minoritario. El riesgo de exploración corre por cuenta de la compañía privada. La ENAP reembolsará 50% de los costos de perforación de los pozos exploratorios que, habiendo resultado productivos, sean puestos en producción. El yacimiento será explotado conjuntamente por la ENAP y la compañía asociada, y la retribución se efectuará de acuerdo con los porcentajes de participación previamente fijados.

2. Entidad nacional negociadora del contrato o del convenio

En los contratos de operación petrolera, la responsabilidad recae en el Ministerio de Minería, sujetándose a la legislación vigente y a las condiciones que fije en cada caso un decreto supremo expedido para el efecto por el Presidente de la República. En el caso de los contratos especiales, el Ministerio de Minería negocia los términos con la asociación formada por la ENAP y la compañía privada, sujetándose a la legislación vigente y a las condiciones que fije en cada caso un decreto supremo expedido para el efecto por el Presidente de la República.

3. Forma de adjudicación del contrato o convenio

Como se desprende de lo anterior, las condiciones y requisitos específicos de los contratos de operación y de los convenios de asociación son fijados en cada caso por el Presidente de la República mediante decreto supremo. Cada contrato es negociado caso por caso.

4. Entidad nacional que aprueba el contrato

El Ministerio de Minería, en representación del Estado chileno. El Ministro de Minería es también presidente de la ENAP. Se requiere informe previo favorable del CNE.

5. Extensión del área

Se determina en cada caso. El área del contrato se describe y delimita en el decreto supremo que expide el Presidente de la República para fijar las condiciones y requisitos de cada contrato.

6. Duración del contrato

El contrato, sumadas sus fases de exploración y de explotación, tiene una duración máxima de 35 años. La fase de exploración, que tiene una duración de cinco años, con una opción de prórroga de cinco años, está compuesta de tres períodos: el primero corresponde a los dos primeros años; el segundo, al tercer y cuarto año, y el tercero, al quinto año.

La etapa de explotación tendrá una duración máxima de 35 años, es decir, el mismo plazo máximo de vigencia del contrato.

7. Condiciones en la etapa de exploración

En el primer período de exploración, el contratista deberá gastar no menos de 1 000 000 de dólares en estudios geofísicos y geológicos. Podrá, a su discreción, efectuar perforaciones de exploración. En el segundo y tercer período de exploración, el programa mínimo de trabajo será la perforación de un pozo exploratorio.

Siempre que cumpla con estos requisitos, el contratista tendrá la opción de seguir explorando durante un tiempo adicional, no superior a cinco años, correspondiendo cada año adicional al cuarto, quinto, sexto, séptimo y octavo períodos de exploración. En cada uno de estos períodos se deberá perforar por lo menos un pozo de exploración.

Al inicio de cada período de exploración, el contratista deberá entregar al Ministerio de Minería una garantía bancaria irrevocable, o carta de crédito bancario, por el monto de los gastos mínimos correspondientes a cada período.

8. Condiciones en la etapa de explotación

El contratista está obligado a proveer por su cuenta y riesgo todo el financiamiento, equipo, materiales y personal necesarios para las operaciones petroleras; presentar oportunamente un programa de trabajo y un presupuesto para todas las actividades que realizará durante el año contractual siguiente; efectuar periódicamente las pruebas y controles de producción acostumbrados en la industria; obtener autorización del Ministro de Minería, en representación del Estado, para quemar o ventear gas; proponer al comité de coordinación el método de máxima producción eficiente para cada yacimiento; garantizar el libre acceso de los inspectores que el Estado designe a todas las instalaciones relacionadas con las operaciones petroleras y a la información relativa a éstas; tomar todas las medidas necesarias para que se cumplan las normas reglamentarias y legales chilenas.

9. Suelta del área en el momento de comenzar la explotación

Al término del quinto año contractual, y siempre que cumpla con los requisitos, el contratista deberá devolver como mínimo 50% del área original del contrato. El contratista tendrá libertad para seleccionar el área retenida, siempre que el área devuelta sea de tamaño y forma apropiados para ulteriores operaciones de exploración. Al término del último período de exploración, el contratista podrá retener solamente las zonas declaradas como áreas de explotación del yacimiento.

El área de explotación del yacimiento será la zona definida por los límites en superficie del yacimiento, más un halo de protección de cinco kilómetros de diámetro.

10. Propiedad del petróleo

El petróleo es de propiedad del Estado. El contratista recibe como retribución por sus servicios una cantidad de petróleo que se determina en cada contrato.

11. Obligación de abastecer el mercado interno

Tal obligación existe. El Estado, directamente o por medio de sus empresas, podrá readquirir del contratista los hidrocarburos que le haya dado en pago. Para ello podrá pagar esas adquisiciones en moneda extranjera. El precio del petróleo readquirido será el promedio del precio fob vigente en el puerto original de embarque de una canasta de por lo menos tres crudos provenientes de tres países.

12. Retribución del contratista

Como se dijo, se retribuye al contratista con un porcentaje de la producción de petróleo que se fija en cada contrato. En el caso de los hidrocarburos líquidos, la retribución se pagará en petróleo, y en el caso del gas natural, en efectivo.

En el caso del petróleo, la retribución será convenida entre las partes y se calculará como un porcentaje del promedio de producción diaria, en el cupo de un mes, de cada yacimiento, conforme a escalones sucesivos de la producción media diaria calculada mes a mes.

13. Disponibilidad de divisas

El Estado garantiza al contratista la libre disponibilidad de las divisas generadas por las exportaciones de hidrocarburos correspondientes a su retribución, o de las divisas que genere la readquisición por parte del Estado del petróleo otorgado al contratista como retribución.

14. Depreciación y amortización de gastos de exploración

Todos los gastos en que incurra el contratista antes del primer ejercicio comercial que dé origen a retribución, serán tratados como gastos de puesta en marcha y se amortizarán en un período de hasta seis ejercicios comerciales consecutivos, contados a partir del ejercicio comercial en que se genere la primera retribución.

15. Depreciación y amortización de gastos de desarrollo y producción

Todos los activos depreciables se depreciarán de acuerdo con el sistema lineal en el número de años que elija el contratista. La tasa de depreciación depende del tipo de bien adquirido y podrá ser normal o acelerada.

16. Factor agotamiento

No está contemplado en la legislación.

17. Regalías y otros impuestos

No se pagan regalías. El contratista tiene derecho a recuperar el IVA. No se paga impuesto por las exportaciones de petróleo.

18. Impuestos de importación

Se pagan los impuestos de importación conforme al régimen aduanero vigente. Se permite la recuperación del IVA de los bienes importados. El Presidente de la República puede exonerar al contratista de los impuestos de importación, lo cual se negocia caso por caso en cada contrato.

19. Régimen tributario

El contratista puede estar afecto a un impuesto calculado directamente sobre el monto de la retribución, o bien puede aplicársele el régimen tributario de la ley de renta vigente a la fecha de la escritura pública en que conste el contrato, según lo determine el Presidente de la República. Éste puede disponer asimismo rebajas del impuesto a la renta, equivalentes a 10%, 20%, 30%, 40%, 50%, 60%, 70%, 80%, 90% ó 100%, cuando así lo aconsejen las dificultades que ofrezca la zona de exploración o explotación a que se refiere el contrato.

20. Garantía de estabilidad tributaria

Existe garantía de estabilidad tributaria.

21. Fiscalización y control del contrato

La ejecución de los contratos de operación y de los contratos especiales de operación será supervisada por un comité de coordinación formado por igual número de representantes (no más de tres) de cada una de las partes. Este comité sólo tendrá autoridad para realizar las actividades que se le asignen en el contrato. En el caso de los contratos especiales de operación, se constituirá además un comité de operaciones, que tendrá a su cargo la supervisión de la operación conjunta. El comité estará constituido por un representante titular y dos suplentes de cada una de las partes.

22. Posibilidad de cesión

Sí existe, previa autorización del Ministerio de Minería.

23. Explotación de campos unificados

No está contemplada en la legislación.

24. Arbitraje internacional

No está contemplado en la legislación. Todas las relaciones entre las partes quedarán sujetas a la ley chilena.

25. Preservación del medio ambiente

El Decreto Ley 1.089 de 1975 no contiene disposiciones específicas al respecto. En los decretos supremos que fijan las condiciones y requisitos específicos de cada contrato se establece que el contratista deberá cumplir las leyes chilenas en lo que se refiere a la preservación del medio ambiente y de la flora y fauna silvestres.

26. Contratos para explotar campos marginales

No hay legislación específica.

VI. RÉGIMEN DE CONTRATACIÓN EN COLOMBIA

A. CONSIDERACIONES GENERALES

La legislación colombiana sobre contratos de asociación petrolera puede ser considerada como la más estable de la región. Las primeras bases para el contrato de asociación en Colombia se dieron con la promulgación de la Ley 20 de 1969, que en su artículo 12 establecía que la Empresa Colombiana de Petróleos (ECOPETROL) podía llevar a cabo actividades de exploración y explotación por propia cuenta o en asociación con capitales públicos o privados, nacionales o extranjeros.

Este contrato de asociación fue ratificado por el Decreto 2.310 de 1974, que establecía que la exploración y la explotación de hidrocarburos debían llevarse a cabo directamente por ECOPETROL o mediante contratos de asociación o de cualquier naturaleza, distintos de los de concesión, entre esta empresa y compañías nacionales o extranjeras.

En la fase exploratoria, la modalidad de contrato de asociación es asimilable a un contrato de riesgo, y asimilable también a un contrato de operación conjunta (entre ECOPETROL y la compañía asociada) en la fase de desarrollo, con regalías totales de 20% para la nación. Inicialmente, el contrato de asociación contemplaba la participación igualitaria en la producción de ECOPETROL y de la empresa asociada.

En 1989 y 1995 se introdujeron modificaciones en el contrato de asociación y en su entorno fiscal; y en 1994 y 1995 se realizaron cambios encaminados a incentivar la inversión privada nacional y extranjera. Estas modificaciones no tienen efecto reiterativo, de modo que sólo afectan a los contratos de asociación firmados después de esas fechas.

B. PRINCIPALES CARACTERÍSTICAS DE LOS CONTRATOS

1. Modalidad del contrato

Contrato de asociación entre ECOPETROL y la empresa nacional o extranjera.

2. Entidad nacional negociadora del contrato

ECOPETROL.

3. Forma de adjudicación del contrato

El contrato de asociación colombiano tenía hasta 1993 un formato estándar, aplicable a las diferentes áreas prospectivas del país. Usualmente, ECOPETROL otorgaba los contratos de asociación bajo la modalidad de contratación directa; sin embargo, como estrategia complementaria, eso se modificó en 1993, estableciéndose la convocatoria a licitación internacional para la adjudicación de las áreas petroleras. La primera licitación internacional se inició el 11 de julio de 1994.

4. Entidad nacional que aprueba el contrato

Debe ser aprobado por la junta directiva de ECOPETROL y por el Ministro de Minas y Energía, quien es además presidente del directorio de ECOPETROL. De acuerdo con el Decreto 2.119 del 29 de diciembre de 1992, el Ministerio de Minas y Energía aprueba los contratos que celebra ECOPETROL.

5. Extensión del área

No se fija en la ley; es variable.

6. Duración del contrato

La duración total es de 28 años, con 6 años para el período de exploración y 22 años para el período de explotación.

7. Condiciones en la etapa de exploración

En cada contrato, ECOPETROL y la compañía privada definen en conjunto, según las condiciones del área, los trabajos de exploración que se deben realizar. Generalmente, para los tres primeros años del contrato de asociación se acuerdan trabajos de prospección sísmica y de perforación exploratoria, trabajos que la empresa asociada debe realizar de año en año. Si la empresa asociada desea continuar, deberá perforar como mínimo un pozo exploratorio cada año durante los tres años restantes del período de exploración.

8. Condiciones en la etapa de explotación

Si ECOPETROL declara la existencia de un campo comercial, participará en su explotación. Conforme a los contratos de asociación

celebrados con anterioridad a 1994, ECOPETROL reembolsaba a la compañía asociada 50% de los costos de perforación y terminación de los pozos que hubieren resultado comercialmente explotables. No se reembolsaban los costos de los pozos exploratorios no comerciales y secos. La empresa asociada manejaba los campos durante el tiempo de duración del contrato de asociación, para lo cual debía presentar un programa de actividades y un presupuesto referidos a cada año de explotación del campo.

Modificaciones del contrato de asociación. En mayo de 1994 se introdujo una modificación sustancial en el método empleado para definir la distribución de la producción de hidrocarburos. Fue así como se implantó el denominado factor R, el cual considera la rentabilidad propia de cada contrato y se define como la relación entre los ingresos y los egresos acumulados de la empresa asociada durante el desarrollo del convenio.

Incentivos contenidos en la licitación internacional de 1994. Junto con implantarse el factor R como método para la distribución de la producción y el reembolso de los pozos productores, ECOPETROL ofreció la posibilidad de reembolsar, a las compañías que participaron en la primera licitación internacional, el 50% de los costos directos de perforación de los pozos exploratorios secos que hubiesen sido perforados antes de descubrir un campo comercialmente explotable.

Modificaciones del contrato de asociación. En los contratos de asociación celebrados a partir de marzo de 1995, se incluyó el reembolso por parte de ECOPETROL del 50% de los costos directos de los trabajos exploratorios (sísmica y perforación exploratoria) llevados a cabo antes del descubrimiento de cada campo comercial. Ese reembolso se realizará con el 50% de la producción que le corresponde a ECOPETROL del campo comercial descubierto.

Además, se incluyó el reconocimiento por parte de ECOPETROL de los costos en que hubiese incurrido la empresa asociada, costos que se calcularían en moneda nacional a la tasa de cambio vigente en la fecha en que fueron efectuados los desembolsos por la empresa asociada, y no en la fecha en la cual ECOPETROL reconocía la comercialidad del campo, como inicialmente estaba estipulado.

9. Suelta del área en el momento de comenzar la explotación

Al finalizar el período de exploración, la compañía asociada debe devolver 50% del área original. Dos años después, devolverá 25% del área original. Dos años más tarde, el área se reducirá al campo o los campos comerciales, más una zona de cinco kilómetros de diámetro alrededor de cada campo.

10. Propiedad del petróleo

Deducido el porcentaje correspondiente a la regalía, que equivale a 20% de la producción total de cada campo, el resto del petróleo se dividirá entre las partes (véase el punto 12). Cada parte será dueña del petróleo que le corresponda.

11. Obligación de abastecer el mercado interno

En caso de requerirse, la ley establece que las compañías asociadas deberán vender a ECOPETROL la cantidad de crudo suficiente para abastecer el mercado interno, crudo que se pagará al precio internacional de crudos semejantes.

12. Retribución del contratista

En los contratos de asociación suscritos antes de 1990, la retribución de la empresa asociada ascendía a 50% de la producción de cada campo comercial, después de deducido el porcentaje correspondiente a la regalía (20% de la producción total del campo).

Contratos de asociación celebrados entre 1990 y 1993. En los contratos de asociación suscritos durante este período, se establece una distribución escalonada de la producción (después de deducida la regalía), de acuerdo con el siguiente esquema, en el cual se expresa en millones de barriles la producción acumulada del área contratada. Como se advierte en el esquema, la participación de la empresa asociada es inversamente proporcional al volumen de producción acumulada.

Producción acumulada (millones de barriles)	ECOPETROL (porcentajes)	Empresa asociada (porcentaje)
De 0 a 60	50	50
De más de 60 a 90	55	45
De más de 90 a 120	60	40
De más de 120 a 150	65	35
De más de 150	70	30

13. Disponibilidad de divisas

Procedimientos de 1987. La empresa asociada, en caso de descubrimiento comercial, deberá registrar los dólares que requiere para el cumplimiento de sus obligaciones (Decreto 1.265 de 1987).

En lo que concierne al petróleo que el contratista recibe como retribución, existen dos opciones: i) cuando es exportado, el contratista deberá vender al Banco de la República 25% de los ingresos provenientes de la exportación (Decreto 0196 de 1986), y ii) cuando se vende para el consumo interno, ECOPETROL lo compra a un precio que resulta del promedio de los precios fob de tres crudos acordados previamente con la empresa asociada. Se establece que 25% de ese precio se pagará en moneda colombiana (Resolución 060 de 1987, Ministerio de Minas y Energía).

Modificaciones de 1994. De acuerdo con una circular reglamentaria del 29 de marzo de 1994, el sector de hidrocarburos y el sector minero están sujetos a un régimen especial en lo concerniente a la canalización de las divisas en el mercado colombiano.

Según la resolución 21/93 de la Junta del Banco de la República, y según la resolución 51/91 del Consejo Nacional de Política Económica y Social (CONPES), las empresas que realicen actividades de exploración y explotación de petróleo y gas natural no están obligadas a reintegrar al mercado colombiano las divisas provenientes de sus rentas; pero no podrán adquirir divisas en el mercado cambiario colombiano para efectuar giros al exterior por concepto alguno.

Según la mencionada resolución del CONPES y la Ley 9/91 en su artículo 37, todas las inversiones, capitalizaciones, reinversiones, remesas y reembolso de capitales deberán registrarse en el Banco de la República.

14. Depreciación y amortización de gastos de exploración y explotación, y factor agotamiento

La deducción por depreciación y amortización se aplica según lo estipulado en el Estatuto Tributario, Decreto 624 de 1989, en el cual se establece que la depreciación de los activos fijos tangibles puede realizarse por el sistema de línea recta, por el de reducción de saldos o por otro sistema de reconocido valor técnico, autorizado por el subdirector de fiscalización de la Dirección General de Impuestos Nacionales. Sólo podrá aplicarse uno de los métodos mencionados en el párrafo anterior.

En cuanto a la vida útil, los activos depreciables se clasifican en inmuebles (incluidos oleoductos), con una vida útil de 20 años; maquinaria, equipo y bienes muebles, con una vida útil de 10 años, y vehículos y computadoras, con una vida útil de 5 años.

Si los turnos de trabajo establecidos exceden de los normales, se puede aumentar la alícuota de la depreciación en un 25% por cada turno adicional que se haya trabajado y que sea demostrado ante la autoridad.

En los artículos 142 a 144 del Decreto 624 se establece que la amortización de los activos intangibles se realiza en un mínimo de cinco años (en el actual proyecto de reforma tributaria se contempla imponer para el sector hidrocarburos el método de unidades de operación como el único método aceptable de amortización).

Los artículos 160 a 166, referidos a los métodos de deducción (vigentes al 28 de octubre de 1994) para las exploraciones y explotaciones, determinan que las inversiones de exploración tendrán una deducción de 10% y que se aplicará el método de agotamiento para las explotaciones.

15. Regalías y otros impuestos

El operador entregará a ECOPETROL como regalía 20% de la producción bruta de hidrocarburos líquidos extraídos del área del contrato. Del porcentaje de producción correspondiente a la regalía, ECOPETROL pagará a la nación, los departamentos y municipios, en la forma que determine la ley, las regalías correspondientes al total de la producción del campo comercial.

16. Impuestos de importación

Están sujetos al régimen arancelario común, excepto para las actividades de exploración con taladro. ECOPETROL está exenta de todo impuesto a las importaciones concernientes a la actividad petrolera.

17. Régimen tributario

La compañía asociada está sujeta al régimen tributario común. Deberá pagar los impuestos a la renta, al patrimonio y los impuestos complementarios. No existe garantía de estabilidad tributaria.

De acuerdo con el régimen tributario vigente en 1987, el impuesto a la renta era de 30%. El impuesto a las remesas era de 30% y se calculaba después de deducido el impuesto a la renta, con lo cual la base para el cálculo era el 70% de la utilidad antes de deducir el impuesto a la renta. Esto significa que el impuesto efectivo máximo era de 51% (30% más 21%). El impuesto disminuía si la compañía reinvertía parte de las utilidades.

Por otra parte, la empresa asociada podía deducir del ingreso bruto los gastos financieros correspondientes a préstamos externos, siempre que no correspondieran a la casa matriz. En la legislación se establece que esas deducciones debían ir decreciendo a lo largo del tiempo, hasta eliminarse del todo en 1995.

Modificaciones de 1992. La Ley 6^a de 1992 introdujo una disminución del impuesto a las remesas para la industria petrolera, estableciéndolas en 15% para los años 1993, 1994 y 1995, y en 12% a partir de 1996.

El impuesto a la renta no se modificó, quedando en 30%. Se incluyó una contribución especial para los años gravables de 1993 a 1997 inclusive, equivalente a 25% del impuesto a la renta y deducible de los ingresos gravables del año siguiente. De esa manera, el impuesto efectivo máximo bajó de 51% a 45.16% (30% más 5.5% más 9.66%) y se preveía que en 1996 disminuiría a 43.24% (30% más 5.5% más 7.74%).

18. Garantía de estabilidad tributaria

No existe. El régimen tributario se modificó en 1992 (Ley 6^a). En abril de 1995, el Poder Ejecutivo envió al Congreso un proyecto de ley que contiene modificaciones del régimen tributario de las compañías extranjeras.

Recuadro 8

COLOMBIA: EL FACTOR R A PARTIR DE 1994

El factor R permite relacionar la rentabilidad de los campos con la distribución de su producción entre ECOFETROL y la empresa asociada. Esta disposición rige para todos los contratos que se suscriban a partir de 1994.

El factor R se obtiene dividiendo los ingresos acumulados de la empresa asociada por las inversiones acumuladas más los costos acumulados por ella.

Si el factor R es menor que uno y la producción acumulada del área contratada es inferior a 60 000 000 de barriles, la compañía asociada tomará el 50% de la producción después del pago de las regalías. Superados los 60 000 000 de

barriles de producción acumulada, en el rango que va de un R igual a 1 hasta con R igual a 2, el porcentaje de producción para la asociada es igual a $50/R$. Finalmente, cuando R es mayor que 2, la asociada recibe el 25%.

El factor R se va incrementando (por lo tanto, el porcentaje de retribución de la asociada va disminuyendo) a medida que la compañía asociada recupera las inversiones y costos con los ingresos originados por su participación en la producción. Vale la pena resaltar que el precio internacional del petróleo incide fuertemente en el factor R, pues es determinante para los ingresos de la asociada.

Fuente: CEPAL, sobre la base de la investigación.

19. Fiscalización y control del contrato

Cada parte nombra un representante, que en conjunto forman el comité ejecutivo. El comité tiene a su cargo la revisión del programa de exploración y explotación, así como la aprobación del programa anual de operaciones y del presupuesto.

20. Posibilidad de cesión

Sí existe, previa aprobación por escrito de ECOPETROL.

21. Explotación de campos unificados

Cuando un yacimiento económicamente explotable se extienda en forma continua hacia otras áreas, el asociado deberá poner en práctica, de acuerdo con ECOPETROL y con los demás interesados, previa aprobación del Ministerio de Minas y Energía, un plan de explotación unitario, el cual deberá ajustarse a las técnicas de ingeniería de explotación de petróleo.

22. Arbitraje internacional

No se contempla.

23. Preservación del medio ambiente

Contratos de 1987: rigen aquí las disposiciones generales del Instituto Nacional de los Recursos Naturales Renovables y del Ambiente (INDERENA).

Decreto 2.782 de 1989. La empresa asociada debe cumplir con lo dispuesto por el código nacional de recursos naturales renovables y de protección del medio ambiente y demás disposiciones legales sobre la materia. Para tal fin, la empresa se obliga a ejecutar un plan permanente de carácter preventivo, con el objeto de garantizar la conservación y restauración de los recursos naturales dentro de las zonas en que se realicen los trabajos de exploración, explotación y transporte a que se refiere el contrato.

Modificaciones de 1994

En 1991, la nueva Constitución Política de Colombia estableció el derecho a un ambiente sano y la necesidad de un manejo responsable del entorno.

En 1993, al crearse el Ministerio del Medio Ambiente y los Recursos Naturales, fueron ratificados los conceptos de desarrollo sustentable y de

responsabilidad ambiental. Este ministerio creó una unidad de gestión ambiental para atender las actividades relacionadas con la industria del petróleo y, asimismo, introdujo el concepto de licencia ambiental única, todo lo cual contribuirá a agilizar la gestión de solicitud y otorgamiento de licencias ambientales.

En 1993, ECOPETROL creó la Corporación Ambiental Corporativa, para llevar a cabo el manejo corporativo y señalar las políticas de ECOPETROL y el sector petrolero en general. Además, ECOPETROL se concertó con el Ministerio de Salud y el INDERENA para reglamentar el contenido de los estudios ambientales en lo referente a sísmica, perforación y producción, así como para reglamentar el cumplimiento de las normas vigentes.

24. Contratos para explotar campos marginales

En 1996 ECOPETROL estudiaba la posibilidad de contratar la explotación de estas áreas.

C. COMENTARIO SOBRE LAS MODIFICACIONES

Las modificaciones más importantes fueron las introducidas en 1989, 1992, 1994 y 1995.

i) En 1989 se modificaron los contratos de asociación en lo concerniente a los porcentajes de distribución del petróleo entre ECOPETROL y la compañía asociada, modificación que concedió mayor participación a ECOPETROL. Asimismo, se dictaron disposiciones para la protección del medio ambiente.

ii) En 1992, con la Ley 6^a, se introdujo un impuesto de contribución petrolera (también llamado impuesto de guerra pues está destinado a financiar el combate contra los grupos guerrilleros), que asciende a cerca de un dólar por cada barril de petróleo producido durante los primeros seis años de explotación de cada campo petrolero. Este impuesto rige para los contratos existentes así como para todos aquellos que se firmen después de esa fecha.

iii) En 1994 se dio paso a la promoción internacional de las áreas de explotación mediante la primera licitación internacional, y se introdujeron las siguientes modificaciones al contrato de asociación:

Se modificó la distribución de la producción (sobre la base de factores económicos) y se incentivó la explotación de campos pequeños mediante la introducción del factor R.

Se modificó la disposición por medio de la cual ECOPETROL no reembolsaba los pozos exploratorios secos. La primera licitación

internacional ofrecía como incentivo la posibilidad de reembolsar el 50% del costo de los pozos, en caso de descubrimiento comercial, a todas aquellas empresas que, habiendo participado en la licitación de 1994, hubieran suscrito el contrato pertinente.

Se dispuso la creación de una nueva unidad ambiental especial.

Las modificaciones de 1994, según expresó ese año el Presidente de Colombia, César Gaviria, tenían por objetivo incentivar la exploración y el descubrimiento de nuevos yacimientos. Los nuevos contratos de asociación, a diferencia de los preexistentes, incorporaron consideraciones sobre el tamaño de las inversiones realizadas, los costos de desarrollo de los campos y los precios del petróleo. Gracias a eso, la renta que se deriva de los grandes pozos será captada por el Estado en forma más progresiva, y se incentivará la rentabilidad de los campos pequeños. Esta modificación conduce a una distribución más equilibrada, entre el país y la compañía asociada, de los beneficios económicos de la explotación de hidrocarburos.

iv) En los primeros meses de 1995 se introdujeron dos nuevos cambios al modelo de contrato de asociación:

Se dispuso el reembolso por parte de ECOPETROL del 50% de los costos directos de los trabajos de exploración (prospección sísmica y perforación exploratoria) anteriores al descubrimiento de cada campo comercial.

Los gastos en que incurra la empresa asociada en la fase exploratoria serán reembolsados en moneda nacional, conforme al tipo de cambio vigente en el momento de efectuada la inversión. Anteriormente, el tipo de cambio considerado era el vigente en el momento de declararse la comercialidad del yacimiento.

Con respecto al entorno fiscal, se propone eliminar el impuesto de contribución petrolera (impuesto de guerra). Para hacer efectiva esta modificación, el Gobierno de Colombia deberá presentar un proyecto de ley ante el Congreso de la República.

VII. RÉGIMEN DE CONTRATACIÓN EN ECUADOR

A. CONSIDERACIONES GENERALES

La legislación ecuatoriana de exploración petrolera ha pasado por diferentes etapas en los últimos 35 años. La primera etapa se inició en octubre de 1971, con la promulgación de la ley de hidrocarburos mediante el Decreto Supremo 1.459. En esta ley se establece que los hidrocarburos, cualquiera que sea el estado físico en que se encuentren, son patrimonio del Estado. Igualmente, se afirma que el Estado explotará los yacimientos de hidrocarburos por intermedio de la Corporación Estatal Petrolera Ecuatoriana (CEPE), que desde 1989 pasó a llamarse PETROECUADOR. Esta compañía podrá realizar tales funciones ya sea por su cuenta, ya sea celebrando contratos de asociación o de prestación de servicios con empresas nacionales o extranjeras, o constituyendo compañías mixtas.

Puede considerarse que la segunda etapa comenzó en noviembre de 1978, cuando se promulgó la codificación de la Ley de Hidrocarburos mediante el Decreto 2.967. En el artículo 2 de este decreto se suprime la figura jurídica de los contratos de prestación de servicios y se introduce la modalidad de contrato de operaciones hidrocarburíferas.

La tercera etapa comenzó con la promulgación de la Ley 101 (13 de agosto de 1982), durante el período del Presidente Jaime Roldós. Esta ley sustituye la modalidad de contrato de operaciones hidrocarburíferas por la de prestación de servicios para la exploración y la explotación de hidrocarburos. Al mismo tiempo se publicó una ley tributaria específica para estos contratos. También cabe destacar que se introdujo la modalidad de licitación internacional, figura antes ausente de la legislación ecuatoriana.

Aunque posteriormente se han introducido otras modificaciones en la legislación petrolera de exploración, éstas no han implicado grandes variaciones con respecto a la Ley 101 de 1982.

En lo que concierne a los contratos de prestación de servicios, cabe señalar que la empresa contratista debe asumir todos los riesgos implícitos en la fase de exploración. La empresa contratista es una operadora de la CEPE, lo que significa que todas las decisiones relativas a los trabajos, a los

planes y presupuestos, al volumen de producción y al destino de ésta, son de incumbencia exclusiva de la empresa estatal. El contrato es administrado por un comité ad hoc, formado por dos delegados de la CEPE y dos delegados de la empresa contratista.

En noviembre de 1993, el gobierno del presidente sexto durán ballén promulgó las leyes 44 y 49, reformativas de la ley de hidrocarburos. asimismo, en enero de 1994 se promulgaron una serie de decretos para poner a punto diversos aspectos relacionados con la contratación petrolera. según el gobierno de ecuador, estos cambios en la legislación petrolera obedecían a la necesidad de intensificar la búsqueda de nuevas reservas hidrocarburíferas, lo que suponía una mayor inversión para la exploración y explotación. asimismo, en la ley 44 se planteaba la necesidad de ampliar el sistema de oleoductos, a fin de transportar la nueva producción de petróleo.

B. PRINCIPALES CARACTERÍSTICAS DE LOS CONTRATOS

1. Modalidad del contrato

Ley de Hidrocarburos reformada en 1982. Es un contrato de prestación de servicios para la exploración y explotación de hidrocarburos. La empresa contratista recibirá un pago por sus servicios de acuerdo con una tasa previamente establecida.

Ley 44 de 1994. Se introduce la modalidad de contratos de participación en la producción, en los cuales los contratistas tienen derecho a recibir un pago en petróleo, de acuerdo con un porcentaje determinado previamente. Esta nueva modalidad coexiste con los contratos de prestación de servicios. Si el gobierno lo exige, el contratista está obligado a entregar crudo para satisfacer las necesidades del mercado interno.

2. Entidad nacional negociadora del contrato

Ley de Hidrocarburos reformada en 1982. La responsabilidad recayó primero en la CEPE y, después, en PETROECUADOR.

Ley 44 de noviembre de 1993. PETROECUADOR.

3. Forma de adjudicación del contrato

Ley de Hidrocarburos reformada en 1982. Licitación internacional convocada por el Comité Especial de Licitación.

Decreto 1.416 de enero de 1994. Licitación internacional.

4. Entidad nacional que aprueba el contrato

Ley de Hidrocarburos reformada en 1982. El Comité Especial de Licitación emite una resolución por medio de la cual autoriza la suscripción del contrato con la empresa ganadora de la licitación de acuerdo a lo establecido en el Decreto Especial 1.779. Debe haber informes previos del Procurador General del Estado y del Comando Conjunto de la Fuerza Armada.

Decreto 1.415 de enero de 1994. El Comité Especial de Licitación. Debe haber informes previos del Procurador General del Estado y del Comando Conjunto de la Fuerza Armada.

5. Extensión del área

Ley de Hidrocarburos reformada en 1982. Hasta 200 000 hectáreas en la superficie terrestre y hasta 400 000 hectáreas en la superficie marina.

Decreto 1.416 de enero de 1994. Se amplía a un máximo de 400 000 hectáreas en la superficie terrestre.

6. Duración del contrato

a) *Etapa de exploración*

Ley de Hidrocarburos reformada en 1982. Son cuatro años, prorrogables por dos años. Dentro de ese período se incluye la etapa de evaluación, que comprenderá la perforación de los pozos de avanzada que, de acuerdo con las prácticas petroleras internacionales, sean necesarios para determinar las dimensiones, características y comercialidad de los hidrocarburos.

Decreto 1.416 de enero de 1994. El período de exploración durará cuatro años, prorrogable por dos años. Dentro de este período, la empresa contratista realizará los trabajos de evaluación, entre los cuales está, si es necesario, la perforación de pozos de delimitación de campos para determinar los yacimientos o campos, sus características y el volumen de las reservas de hidrocarburos.

b) *Etapa de explotación*

Ley de Hidrocarburos reformada en 1982. La duración de esta etapa es de 20 años, prorrogables de acuerdo con los intereses del Estado.

Decreto 1.416 de enero de 1994. No hay modificaciones.

7. Condiciones en la etapa de exploración

Ley de Hidrocarburos reformada en 1982. Se exige un programa exploratorio. Si se detectan trampas estratigráficas y estructurales, se deberá perforar por lo menos un pozo exploratorio por cada 100 000 hectáreas o fracción superior a 50 000 hectáreas. Para las áreas contratadas

de 50 000 hectáreas o menos, el contratista tendrá la obligación de perforar por lo menos un pozo exploratorio. Se debe otorgar una garantía al Estado, equivalente a 20% de las inversiones comprometidas en el período de exploración.

Ley 44 y Decreto 1.416 de enero de 1994. En la medida en que estos instrumentos modifican la Ley de Hidrocarburos y no se especifican cambios en las condiciones de exploración, cabe suponer que siguen vigentes las condiciones de la Ley de hidrocarburos de 1982.

8. Condiciones en la etapa de explotación

Ley de Hidrocarburos reformada en 1982. El contratista deberá presentar un programa de explotación y entregar una garantía equivalente a 20% de las inversiones comprometidas para los tres primeros años.

Ley 44 y Decreto 1.416 de enero de 1994. En la medida en que estos instrumentos modifican la Ley de Hidrocarburos y no se especifican cambios en las condiciones de explotación, cabe suponer que siguen vigentes las condiciones de la Ley de Hidrocarburos de 1982.

9. Suelta del área en el momento de comenzar la explotación

Ley de Hidrocarburos reformada en 1982. El contratista debe devolver 60% del área al término del período exploratorio. Si el área total de exploración fuera inferior a 50 000 hectáreas, devolverá el 50%.

Decreto 1.416 de enero de 1994. No se establece un porcentaje de devolución. En sus planes de desarrollo, el contratista determina las áreas con yacimientos de hidrocarburos comercialmente explotables que retendrá durante el período de explotación. Puede retener además otras áreas, para realizar nuevas actividades exploratorias, dentro de los tres primeros años del período de explotación.

10. Propiedad del petróleo

Ley de Hidrocarburos reformada en 1982. Todo el petróleo es de propiedad del Estado, por intermedio de la CEPE y, después, de PETROECUADOR.

Decreto 1.416 de enero de 1994. El contratista, una vez entregada la parte de la producción perteneciente al Estado, dispondrá libremente de los hidrocarburos que le correspondan.

11. Obligación de abastecer el mercado interno

Si el Ministro de Energía y Minas, en aplicación del artículo 33 de la Ley de Hidrocarburos, exigiere al contratista el suministro de una parte del crudo que le corresponde según el contrato para abastecer las plantas

refinadoras y las plantas petroquímicas del país, éste tendrá la obligación de venderlo. El precio de venta será el precio de referencia.

12. Disponibilidad de divisas

Ley de Hidrocarburos reformada en 1982. Se otorga tal franquicia al contratista, pero sin garantía formal.

Decreto 1.416 de enero de 1994. La Ley de Régimen Monetario establece que el contratista tendrá derecho a disponer libremente de las divisas generadas por sus exportaciones de hidrocarburos, así como a convertir en divisas la moneda nacional obtenida por sus actividades en el país. Asimismo, podrá mantener, controlar y manejar cuentas bancarias en cualquier moneda, tanto en el país como en el exterior, tener el control y libre uso de tales cuentas, y disponer libremente en el exterior de tales fondos sin restricción alguna. El contratista tiene también derecho a manejar libremente, distribuir, remesar o retener en el exterior, sin restricción alguna, sus utilidades netas anuales después de todas las deducciones legales y tributarias.

13. Depreciación y amortización de gastos de exploración

Ley de Hidrocarburos reformada en 1982. La amortización se realizará en cuotas iguales durante los primeros cinco años de producción.

Decreto 1.418 de enero de 1994. No hay modificaciones.

14. Depreciación y amortización de gastos de desarrollo y producción

Ley de Hidrocarburos reformada en 1982. La depreciación y amortización se verificarán en los 10 primeros años de la fase de producción.

Decreto 1.418 de enero de 1994. La depreciación se efectuará anualmente por el método de la unidad de producción, de acuerdo con una fórmula que toma en cuenta la inversión, las reservas y la producción.

15. Factor agotamiento

No está contemplado.

16. Regalías y otros impuestos

Ley de Hidrocarburos reformada en 1982. El contratista no paga regalías. El Estado cobra regalías por el total de petróleo producido; pero esta regalía no la paga el contratista sino PETROECUADOR. La regalía es de 12.5% hasta 30 000 barriles al día; de 14% si la producción es de más de 30 000 e inferior a 60 000 barriles, y subirá por lo menos a 18.5% cuando la producción sea de más de 60 000 barriles.

Decreto 1.416 de enero de 1994. No hay modificaciones.

Recuadro 9

ECUADOR: RETRIBUCIÓN DEL CONTRATISTA Y FACTOR R

La retribución del contratista se determina en cada caso, de acuerdo con el factor R, según los términos adoptados en 1982. La retribución puede ser en especie o en efectivo (en dólares). En el momento de presentarse a licitación, los contratistas, en sobre cerrado, hacen ofertas sobre su participación (factor R). Se establece que la participación del contratista será:

$$R = \frac{R1(Q1 + R2(Q2) + R3(Q3) + R4(Q4) + R5(Q5) + R6(Q6))}{Q2 + Q3 + Q4 + Q5 + Q6}$$

donde

Q1 = producción promedio anual hasta 10 000 barriles al día

Q2 = incremento de la producción anual entre 10 000 y 30 000 barriles

Q3 = incremento de la producción anual entre 30 000 y 60 000 barriles

Q4 = incremento de la producción anual entre 60 000 y 70 000 barriles

Q5 = incremento de la producción anual entre 70 000 y 100 000 barriles

Q6 = incremento de la producción anual superior a 100 000 barriles

Factor R

R1=0.348, R2=0.310, R3=0.290, R4=0.280, R5=0.240, R6=0.239

Como puede apreciarse, el máximo de participación del contratista es de 34.8%,

para una producción de hasta 10 000 barriles al día. En caso de incrementarse la producción, la participación del contratista va disminuyendo.*

En enero de 1994 se promulgó el Decreto 1.416, que establece que la retribución del contratista se determina en cada caso según el factor PC (participación del contratista). La retribución podrá ser pagada en especie o en efectivo (en dólares).

En el momento de presentarse a licitación, los contratistas, en sobre cerrado, hacen ofertas sobre su participación (PC). La metodología de esta oferta, determinada por el Decreto 1.416 (artículo 15) implica tener en cuenta la producción de petróleo, así como la calidad del crudo.

Para el caso de petróleo crudo, la participación del Estado no podrá ser inferior a 12.5% cuando la producción de crudo no llegue a 30 000 barriles diarios. La participación se elevará a un mínimo de 14% cuando la producción diaria se encuentre entre 30 000 y 60 000 barriles. Y no será inferior a 18.5% cuando la producción supere los 60 000 barriles diarios.

Como se aprecia, hay una disminución sensible de la participación del Estado.

Fuente: CEPAL, sobre la base de la investigación.

* Según la CEPE, en la región de la costa, en el mar territorial, la participación del Estado y del contratista está en una proporción del 65% y 35% respectivamente, mientras que en el oriente la relación es de 85% y 15%. Esta diferencia se debe a que los costos de producción unitarios son más elevados en el mar territorial que en el oriente.

17. Impuestos de importación

Ley de Hidrocarburos reformada en 1982. La importación de bienes vinculados a la actividad petrolera está exenta de impuestos. La liberalización la otorga el Ministerio de Finanzas y Crédito Público, previo informe favorable del Ministerio de Recursos Naturales y Energéticos.

Decreto 1.416 de enero de 1994. La importación de los bienes liberados de derechos se efectuará de acuerdo con la Ley de Hidrocarburos y la Ley Orgánica de Aduanas (artículo 27.4). Según la Ley de Hidrocarburos, están liberados hasta en 100% casi todos los bienes que importa el contratista durante todo el período de exploración y los primeros 10 años del período de explotación. Esta liberación la hace efectiva el Ministerio de Finanzas y Crédito Público, previo informe favorable de PETROECUADOR (artículo 87).

18. Régimen tributario

Ley de Hidrocarburos reformada en 1982. Los contratistas están sujetos al régimen tributario común. Se estima que deben pagar alrededor de 50% del ingreso bruto obtenido.

Decreto 1.416 de enero de 1994. El contratista pagará el impuesto a la renta de conformidad con las normas previstas en el título primero de la Ley de Régimen Tributario Interno (artículo 24). Para efectos del pago del impuesto a la renta, la tasa tributaria consolidada equivaldrá a 36.25% de la base imponible inicial (artículo 24.1). Esta última se calcula de la siguiente manera: se restan del ingreso bruto del contratista los costos y gastos en que ha incurrido. A ese resultado se le aplica el 15% de participación laboral. Finalmente, a este último valor neto de la base imponible se aplica el 25% de impuesto a la renta. La tasa tributaria consolidada asciende, por tanto, al monto antes mencionado (36.25%).

19. Garantía de estabilidad tributaria

Ley de Hidrocarburos reformada en 1982. Sólo se asegura estabilidad tributaria si los nuevos impuestos son de aplicación específica. En ese caso, en la fórmula de cálculo de la tasa por los servicios se incluirá un factor de corrección a favor del contratista. Si la modificación tributaria se realiza bajo los principios de igualdad y generalidad, de tal manera que afecte a todos los contribuyentes del país, no habrá lugar a revisión alguna.

Decreto 1.416 de enero de 1994. Sólo se asegura estabilidad tributaria cuando hay una modificación específica relacionada con el contrato. Los porcentajes de participación de las partes en la producción del área del contrato serán ajustados cuando el sistema tributario aplicable al contrato

haya sido modificado, ajuste que se hará con el fin de restablecer las condiciones en que operaba el contrato hasta antes de la modificación tributaria.

20. Fiscalización y control del contrato

Ley de Hidrocarburos reformada en 1982. Tales funciones corresponden a la Dirección Nacional de Hidrocarburos.

Decreto 1.416 de enero de 1994. El control lo ejerce el Ministerio de Energía y Minas, por intermedio de la Subsecretaría de Medio Ambiente y de la Dirección Nacional de Hidrocarburos.

21. Posibilidad de cesión

Ley de Hidrocarburos reformada en 1982. Está contemplada la posibilidad, previa autorización del Ministerio de Recursos Naturales y Energéticos. Lo mismo vale para la ley 44 de 1993.

22. Explotación de campos unificados

Ley de Hidrocarburos reformada en 1982. La explotación de yacimientos comunes a dos o más áreas de contrato hará obligatorio celebrar convenios operacionales de explotación unificada, con el objeto de lograr mayor eficiencia y economía en la operación. Tales convenios deberán ser aprobados por el ministerio del ramo.

23. Arbitraje internacional

Ni la Ley de Hidrocarburos reformada en 1982 ni el Decreto 1.416 de enero de 1994 contienen disposiciones al respecto.

24. Contratos para explotar campos marginales

Ley de Hidrocarburos reformada en 1982. No contiene disposiciones al respecto.

Ley 44 de 1993. Son contratos de exploración y explotación de campos marginales aquellos celebrados por el Estado por intermedio de PETROECUADOR, mediante los cuales se delega al contratista, con sujeción al numeral 1 del artículo 46 de la Constitución Política, la facultad de exploración y explotación adicional en los campos de producción marginal actualmente explotados por PETROPRODUCCION, con la obligación de realizar todas las inversiones requeridas para la exploración y explotación adicionales. Son campos marginales de baja prioridad operacional o económica aquellos que se encuentran lejanos a la

infraestructura de PETROECUADOR o son de baja gravedad o necesitan técnicas de recuperación costosas. Estos campos no podrán representar más de 1% de la producción nacional y se ajustarán a los cánones internacionales de conservación de reservas. La adjudicación de estos contratos estará a cargo del Comité Especial de Licitación.

C. COMENTARIO SOBRE LAS MODIFICACIONES

A fines de 1993 se promulgan en Ecuador dos nuevas leyes reformativas (la Ley 44 y la Ley 49) de la Ley de Hidrocarburos de 1971, la cual, vale recordar, ha sido modificada en sucesivas ocasiones. Los cambios fundamentales que introdujeron esas leyes fueron los siguientes:

i) Se incorpora la modalidad de contratos de participación en la producción, en los cuales los contratistas tienen derecho a recibir pago en petróleo. Anteriormente, los contratos eran de prestación de servicios. Si el gobierno lo exige, el contratista está obligado a entregar crudo para satisfacer las necesidades del mercado interno.

ii) Se flexibilizan las condiciones contractuales de la etapa de exploración: se amplían los plazos de exploración y se otorga la llamada opción sísmica, pues no hay obligación de perforar pozos en esta fase; y se duplica, de 200 000 a 400 000, la cantidad de hectáreas que se pueden adjudicar a los contratistas en la fase de exploración.

iii) Se atenúan las exigencias en lo relativo a la suelta de área. Anteriormente el contratista tenía que devolver 60% del área una vez terminado el período exploratorio. La nueva ley no establece un porcentaje de devolución: en sus planes de desarrollo, el propio contratista determina las áreas con yacimientos de hidrocarburos comercialmente explotables que retendrá durante el período de explotación.

iv) Disminuyen los impuestos a la renta que debe pagar el contratista. Ahora la tasa consolidada es de 36.25%.

v) Se otorgan amplias facilidades al contratista para el movimiento de moneda extranjera dentro y fuera del país.

vi) Se hace hincapié en la necesidad de proteger el medio ambiente, estableciéndose la obligatoriedad de realizar estudios de impacto ambiental (EIA). Ahora, la Subsecretaría de Medio Ambiente también ejerce la fiscalización del contrato, junto con la Dirección Nacional de Hidrocarburos.

vii) Se otorga a las compañías privadas extranjeras la posibilidad de suscribir contratos para explotar los campos marginales de PETROECUADOR que ya están en etapa de explotación. La producción resultante de estos contratos no podrá representar más de 1% de la producción nacional.

Recuadro 10

ECUADOR: PRESERVACIÓN DEL MEDIO AMBIENTE

La Ley de Hidrocarburos de 1982 establece que el contratista debe preservar el medio ambiente y no causar daño a la propiedad pública o privada. En caso de contaminación, el contratista deberá efectuar las labores de descontaminación, sin perjuicio de sus responsabilidades frente a terceros. Además, deberá mantener un seguro que cubra las eventualidades de contaminación.

Con la dictación del Decreto 1.416 de enero de 1994 se refuerza la protección del medio ambiente. Allí se establece que el contratista conducirá las operaciones petroleras de acuerdo con las leyes y reglamentos de protección ambiental y los convenios internacionales ratificados por Ecuador. A tal efecto, en los contratos constarán los respectivos seguros y garantías que cubran los riesgos para la vida y salud humanas, para la flora y fauna, así como los riesgos de contaminación y afectación del ecosistema, a satisfacción de

PETROECUADOR y con sujeción a las disposiciones legales y reglamentarias vigentes. En todos los casos, el contratista deberá tomar las precauciones necesarias, pues será de su exclusiva responsabilidad cualquier afectación del medio ambiente.

El contratista deberá elaborar un estudio de impacto ambiental, de acuerdo con los términos de referencia formulados por el Ministerio de Energía y Minas en coordinación con el Instituto Ecuatoriano Forestal de Áreas Naturales y Vida Silvestre.

En agosto de 1995 se expidió el reglamento ambiental para las actividades hidrocarburíferas (Decreto 2.982). El control y la fiscalización del cumplimiento de este reglamento está a cargo de la Dirección Nacional de Medio Ambiente de la Subsecretaría de Medio Ambiente del Ministerio de Energía y Minas.

Fuente: CEPAL, sobre la base de la investigación.

Recuadro 11

ECUADOR: MODIFICACIÓN DEL FACTOR R

El Decreto 1.416 de enero de 1994 incorpora una importante modificación en la distribución de la producción entre PETROECUADOR y el contratista.

Anteriormente, la participación máxima del contratista sólo podía llegar a 34.8% del total, mientras que con el Decreto 1.416 su participación puede llegar a 81.5% (cuando se producen más de 60 000 barriles diarios) ó a 87.5% (cuando se producen hasta 30 000 barriles diarios).

Es importante también notar que el nuevo factor R introduce otro factor para su cálculo: la calidad del crudo extraído.

Con esta modificación, el Gobierno de Ecuador se proponía otorgar mayores incentivos a los contratistas extranjeros:

Resumen de la participación en la producción del Estado y del contratista

-- Ley reformada de 1982

Estado: 74.1% (máxima) y
62.25% (mínima)
Contratista: 34.8% (máxima) y
25.9% (mínima)

-- Decreto 1.416 de 1994

	Estado	Contratista
	(porcentajes)	
Hasta menos de 30 000 barriles	12.5	7.5
Entre 30 000 y 60 000	14	86
Más de 60 000 barriles	18.5	81.5

Fuente: CEPAL, sobre la base de la investigación.

VIII. RÉGIMEN DE CONTRATACIÓN EN GUATEMALA

A. CONSIDERACIONES GENERALES

La Ley de Hidrocarburos, Decreto Ley 109-83 de 1983, fijó el marco regulatorio para la celebración de contratos de exploración y explotación entre el Estado y las compañías privadas. Si bien la ley otorga la posibilidad de celebrar diversos tipos de contratos, da mayor importancia a los contratos de participación en la producción.

El artículo 8 de la ley estipula que los contratos de operación petrolera deben ajustarse a modelos aprobados por el Jefe de Estado en Consejo de Ministros, modelos que se rigen por lo establecido en los decretos gubernativos 434-85 y 435-85.

No ha habido cambios significativos en la década de 1990. Actualmente, el Gobierno de Guatemala está estudiando la posibilidad de modificar su legislación petrolera de exploración y explotación.

B. PRINCIPALES CARACTERÍSTICAS DE LOS CONTRATOS

1. Modalidad del contrato

Conforme a este modelo, el contratista ejecuta, por sus propios medios y por su exclusiva cuenta y riesgo, las labores de exploración o explotación. Si encuentra hidrocarburos, tendrá derecho a una retribución, en especie o en efectivo, cuyo monto será establecido en el contrato pertinente. El contrato se suscribe entre el Ministerio de Energía y Minas (MEM) y el contratista.

2. Entidad nacional negociadora del contrato

El MEM es la entidad nacional que negocia el contrato. Para tal efecto, cuenta con la asesoría de una Comisión Nacional Petrolera, que está formada por el Ministro y el Viceministro de Energía y Minas, el director y subdirector general de Hidrocarburos y el jefe del Departamento de

Auditoría y Fiscalización; más dos representantes, un titular y un suplente, por cada uno de los siguientes organismos: el Ministerio de la Defensa Nacional, el de Finanzas Públicas, el de Economía, el Ministerio Público y el Banco de Guatemala.

3. Forma de adjudicación del contrato

Los contratos de operación petrolera sólo pueden ser suscritos después de realizada una convocatoria oficial (artículo 14).

4. Entidad nacional que aprueba el contrato

Se aprueban en Consejo de Ministros (artículo 16).

5. Extensión del área

El área original del contrato puede abarcar uno o más bloques, hasta un máximo de seis. La extensión máxima de cada bloque es de 50 000 hectáreas en la plataforma continental y de 80 000 hectáreas en la costa. Así, en conjunto, la extensión máxima del área en la plataforma continental es de 300 000 hectáreas y de 480 000 hectáreas en la costa.

6. Duración del contrato

La base legal al respecto está representada por el Reglamento de la Ley de Hidrocarburos (AG1034-083). El contrato, en sus fases de exploración y explotación, tiene una duración máxima de 25 años. La etapa de exploración tiene una duración de seis años. Puede prorrogarse por un año si al finalizar ese período se estuvieran realizando pruebas de evaluación o se necesitaran pruebas de evaluación en por lo menos un pozo exploratorio. La etapa de explotación comienza a partir de la fecha efectiva en que se selecciona el área, y continúa hasta que concluya el contrato o la producción comercial, si es que ésta se agota antes que finalice el contrato.

7. Condiciones en la etapa de exploración

En los contratos constan los trabajos mínimos que debe realizar el contratista, así como las multas que le son aplicables cuando no los ejecuta o lo hace parcialmente.

Existe la obligación de perforar por lo menos un pozo exploratorio durante los tres primeros años de contrato, años que constituyen la fase de perforación obligatoria. Entre el cuarto y el sexto año, período que constituye la fase de perforación optativa, se debe perforar cada año cuando

menos dos pozos exploratorios, aunque esta exigencia puede reducirse a un solo pozo por razones debidamente calificadas (artículo 66, inciso e).

8. Condiciones en la etapa de explotación

La base legal está representada por el Reglamento de la Ley de Hidrocarburos (AG1034-083).

El contratista debe presentar un programa de desarrollo que es aprobado por el MEM, con informe previo de la Dirección General de Hidrocarburos y la opinión favorable de la Comisión Nacional Petrolera (artículo 130). El desarrollo de un campo comercial debe completarse dentro de los cuatro primeros años del período de explotación. El contratista perforará por lo menos un pozo de desarrollo al año en cada campo, a partir de la fecha efectiva de selección, hasta completar el desarrollo de cada uno de ellos. Si se completa el desarrollo del campo antes de cuatro años, no existe obligación de perforar pozos de desarrollo (artículo 87).

9. Suelta del área en el momento de comenzar la explotación

Al finalizar el quinto año del período de exploración, el contratista deberá haber devuelto el 50% de cada bloque (artículo 66, inciso f). Al finalizar el sexto año del período de exploración, el contratista deberá haber devuelto la totalidad del área del contrato, con excepción de las áreas de explotación. Cada área de explotación no excederá de 10 000 hectáreas, salvo en casos especiales.

10. Propiedad del petróleo

Los hidrocarburos descubiertos en el área del contrato pertenecen al Estado, debiendo el contratista entregar la producción. Sin embargo, una vez deducida la regalía, y previa autorización del monto correspondiente por parte del ministerio, puede retener los volúmenes de hidrocarburos que le correspondan por concepto de recuperación de costos y, cuando sea el caso, su remuneración en especie (artículo 66, inciso c).

El contratista puede utilizar, vender, comercializar y exportar los hidrocarburos que le correspondan por esos conceptos, salvo aquellos volúmenes necesarios para el consumo interno.

11. Obligación de abastecer el mercado interno

Existe obligación de abastecer el mercado interno, a precios internacionales (artículo 66, inciso k).

12. Retribución del contratista

La retribución está representada por un volumen de la producción que se fija en cada contrato. Se puede pagar en especie o en dinero. Una vez deducida la regalía, la participación estatal llega, como mínimo, a 30% de la producción de hidrocarburos compartibles (artículo 66, inciso a). Por ende, la participación máxima del contratista equivale a 70% de los hidrocarburos compartibles.

13. Disponibilidad de divisas

Los contratistas pueden remesar libremente al exterior los capitales invertidos, los costos externos de operación, las utilidades, los préstamos obtenidos y sus intereses, así como otros conceptos análogos (artículo 33).

En lo que concierne a las utilidades, el contratista podrá retener en el exterior, después de pagar el impuesto a la renta, las utilidades producidas en el país.

Conforme a la resolución JM 132-84 (27 de junio de 1984) de la Junta Monetaria, si las ventas realizadas al Estado para cubrir el consumo interno superan los costos internos, el contratista podrá obtener las divisas correspondientes para remesarlas al exterior, previa licencia de cambio otorgada por el Departamento de Cambios del Banco de Guatemala (a la fecha de redactar este documento, no se tenía información acerca de la vigencia actual de esta norma).

14. Depreciación y amortización de gastos de exploración

La ley establece que todos los costos y gastos de exploración, desarrollo y producción de hidrocarburos atribuibles al área de contrato se consideran como un costo por servicios prestados y podrán ser deducidos del pago del impuesto a la renta (artículo 34).

Cabe observar que en Guatemala los gastos de desarrollo y producción se deducen de la misma manera que los gastos de exploración, y en una misma operación, cosa que no ocurre en ningún otro país de la región.

No se consideran como costos los intereses de los préstamos contraídos (artículo 222 del Reglamento de la Ley de Hidrocarburos - AG 1034-83). Cuando en un ejercicio económico anual los costos mencionados exceden el ingreso bruto del contratista, se acumulan y son deducibles de los ingresos obtenidos en los períodos subsiguientes.

15. Depreciación y amortización de gastos de desarrollo y producción

La modalidad ya fue explicada en el punto 14.

16. Factor agotamiento

No está contemplado.

17. Regalías y otros impuestos

Regalías. Los contratistas pagarán al Estado, antes de la recuperación de cualquier costo, una regalía aplicada al volumen de producción neta o al valor monetario de ésta (artículo 61). La regalía es de 20% si la gravedad del petróleo es de 30 grados API, y aumentará o disminuirá en 1% por cada grado API mayor o menor que 30 grados API, pero no será inferior a 5%. La regalía se hace efectiva mensualmente, sobre la base de liquidaciones provisionales mensuales que se ajustan trimestralmente (artículo 30).

Otros impuestos. Se pagan 100 000 quetzales por la suscripción del contrato. Además, se paga un monto por cada hectárea incluida en el área del contrato, monto que se determina en la convocatoria respectiva (artículo 35).

18. Impuestos de importación

Según el artículo 25, las importaciones de materiales fungibles, o las importaciones de maquinaria, equipos, repuestos y accesorios para uso o consumo definitivo en el país (o que, según declaración del interesado, permanecerán en el país por lo menos cinco años), están libres de derechos de aduana y demás gravámenes conexos (entre ellos el IVA). Esta disposición rige para los bienes importados en la etapa de exploración y de explotación.

19. Régimen tributario

Los contratistas están sujetos al pago del impuesto a la renta establecido en el régimen común del impuesto a la renta (artículo 34).

Para los efectos de determinar la renta bruta del contratista, la regalía no forma parte del ingreso bruto ni constituye pago a cuenta del impuesto a la renta (artículo 61).

20. Garantía de estabilidad tributaria

No se otorga garantía al respecto.

21. Fiscalización y control del contrato

Corresponde a la Dirección General de Hidrocarburos (artículo 57).

22. Posibilidad de cesión

Sí existe, previa autorización del ministerio del ramo (artículo 18).

23. Explotación de campos unificados

La ley contempla esta posibilidad. En ese caso, las partes deberán celebrar los convenios correspondientes para que la producción se realice de manera eficiente. También se contempla la posibilidad de unificación de campos con terceros países si las circunstancias lo aconsejan (artículo 62).

24. Arbitraje internacional

No existe (artículo 10). Sin embargo, en lo que se refiere a operaciones de comercialización y transporte internacional de hidrocarburos, se otorga a las partes la posibilidad de decidir sobre el particular.

25. Preservación del medio ambiente

El contratista debe presentar un estudio de impacto ambiental antes de iniciar las operaciones. Además, en el artículo 41 se establece que el contratista debe adoptar todas las medidas razonablemente necesarias para la protección del medio ambiente, incluyendo la no contaminación de la atmósfera, ríos, lagos, mares y aguas subterráneas; para la reforestación, y para la preservación de los recursos naturales y sitios arqueológicos, así como de otras zonas de valor científico, cultural y artístico.

26. Contratos para explotar campos marginales

No hay legislación específica.

IX. RÉGIMEN DE CONTRATACIÓN EN MÉXICO

El artículo 27 de la Constitución Política aprobada en 1917 por el Congreso Constituyente, establece que corresponde al Estado el dominio directo de los combustibles minerales sólidos, el petróleo y todos los carburos de hidrógeno sólidos, líquidos o gaseosos. El artículo establece asimismo que, tratándose del petróleo y de los carburos sólidos, líquidos o gaseosos, o de los minerales radioactivos, no se otorgarán concesiones ni contratos, ni subsistirán los que en su caso se hubiesen otorgado; el Estado llevará a cabo la explotación de esos productos en los términos que señale la ley reglamentaria respectiva.

Como se advierte, la Constitución Política sanciona el monopolio del Estado sobre las diferentes fases de la industria petrolera. Posteriormente, diversas leyes han ratificado ese monopolio. La ley del 27 de noviembre de 1958, en su artículo 1, amplía el sentido del artículo 27 de la Constitución, al sostener que corresponde al Estado el dominio directo, inalienable e imprescriptible de todos los carburos de hidrógeno que se encuentren en el territorio nacional -incluida la plataforma continental- en mantos o yacimientos, cualquiera que sea su estado físico, incluyendo los estados intermedios, y que componen el aceite mineral crudo, lo acompañan o se derivan de él.

En la misma ley se establece que la empresa estatal Petróleos Mexicanos (PEMEX) llevará a cabo las siguientes actividades:

- i) La exploración, la explotación, la refinación, el transporte, el almacenamiento, la distribución y las ventas de primera mano del petróleo, el gas y los productos que se obtengan de su refinación;
- ii) la exploración, la explotación, la elaboración y las ventas de primera mano del gas, así como el transporte y el almacenamiento indispensables y necesarios para interconectar su explotación y elaboración; y
- iii) la elaboración, el transporte, el almacenamiento, la distribución y las ventas de primera mano de aquellos derivados del petróleo que sean susceptibles de servir como materias primas industriales básicas y de los derivados del gas que constituyan petroquímicos básicos.

No obstante, estas disposiciones fueron reformadas en 1995, con la dictación, el 11 de mayo de 1995, de la Ley Reglamentaria del artículo 27 de la Constitución Política. Con esta reforma, el transporte, el almacenamiento y la distribución de gas podrán ser llevados a cabo también, previo permiso, por el sector privado, que al igual que el sector social podrá construir, manejar y ser propietario de ductos, instalaciones y equipos, en los términos de las disposiciones reglamentarias, técnicas y de regulación que se expidan.

En julio de 1992 se promulgó la Ley Orgánica de Petróleos Mexicanos y Organismos Subsidiarios, en virtud de la cual se da una nueva organización a PEMEX, de manera que pueda llevar a cabo el Programa de modernización del sector energético 1990-1994. De acuerdo con esta ley, se subdivide a PEMEX en cuatro secciones, dedicadas respectivamente a exploración y producción; a refinación; a gas y petroquímica básica, y a petroquímica.

En los últimos años se han abierto muchos espacios de acción a las empresas privadas. Éstas realizan buena parte de las tareas de perforación, proveen servicios y suministros y llevan a cabo labores de investigación geofísica, análisis geoquímico y, en algunos casos, de procesamiento de la información.

Sin embargo, en lo que concierne a los contratos de riesgo, el Gobierno de México ha afirmado reiteradamente que no habrá reformas constitucionales, porque ello implicaría compartir la producción o las reservas petroleras con compañías privadas.

El Tratado de Libre Comercio de América del Norte (TLC), firmado con Canadá y los Estados Unidos, y que entró en vigencia el 1° de enero de 1994, ratificó ese control exclusivo del Estado de México sobre las áreas básicas de la industria petrolera del país, pero abrió al mismo tiempo las compras gubernamentales mexicanas a firmas privadas. En consecuencia, a partir de este año PEMEX deberá aceptar ofertas de empresas de Canadá y los Estados Unidos en lo referente a la mitad de sus compras, y al cabo de diez años las ofertas podrán extenderse a la totalidad de sus compras.

X. RÉGIMEN DE CONTRATACIÓN EN PERÚ

A. CONSIDERACIONES GENERALES

Hasta 1993, el marco jurídico para la contratación petrolera estaba dado por el Decreto Ley 22.774 y el 22.775 (ambos de 1979), el Decreto Ley 22.862 (1980) y la Ley 24.782 (diciembre de 1987).

Estos instrumentos eran bastante flexibles en lo concerniente a la celebración de contratos de operación (o contratos de participación en la producción), contratos de servicios y contratos de servicios con riesgo, y en lo concerniente, también, a la modalidad de asociación con el contratista.

En estos contratos, la retribución podía ser i) en efectivo, por un monto determinado contractualmente; ii) en efectivo, por un monto proporcional al valor o volumen de la producción, y iii) en especie, por un monto proporcional al volumen de la producción.

En los contratos de operación, el contratista asume todo el riesgo exploratorio. En caso de encontrar petróleo, debe entregar la totalidad de la producción a la empresa estatal Petróleos del Perú (PETROPERU), la cual retribuirá al contratista en cualquiera de las formas recién mencionadas.

En los contratos de servicios con riesgo, el contratista asume el riesgo de exploración y, en caso de encontrar petróleo, recibe un pago en dinero conforme a una tarifa fijada contractualmente.

En los contratos de servicios, se paga a los contratistas una tarifa en dinero por la extracción de petróleo, modalidad que se aplica también en la recuperación secundaria y terciaria.

La Ley 24.782 de 1987 otorgó incentivos a los contratistas, pero sin modificar las modalidades contractuales. Por ejemplo, se incrementó la cantidad de lotes que podían otorgarse a un contratista, y se ampliaron los plazos de exploración. Igualmente, se estableció que el Banco Central de Reserva del Perú (BCRP) garantizaría, mediante la habilitación de un mecanismo automático, la libre, directa e inmediata disponibilidad de divisas. Por otra parte, se determinó que los gastos de exploración y los gastos de explotación podían reembolsarse con el método de la depreciación acelerada (es decir, en cinco años).

En 1993 se promulgaron las leyes 26.221 (Ley Orgánica de Hidrocarburos) y 26.225 (ley de creación de PERUPETRO S.A.), que introdujeron cambios importantes en la legislación petrolera. Éstos serán analizados más adelante.

B. PRINCIPALES CARACTERÍSTICAS DE LOS CONTRATOS

1. Modalidad de contrato

Decreto Ley 22.774. Con este decreto se establecen los contratos de operación y de servicios (el contratista recibe una retribución en función de la producción fiscalizada de hidrocarburos), y se consagra también la posibilidad de asociarse con el contratista.

Ley 26.221. Además de los contratos anteriores, se establece la modalidad de contrato de licencia, que concede al contratista autorización para explorar y explotar hidrocarburos en el área del contrato. En virtud del mismo contrato, la empresa PERUPETRO S.A. transfiere el derecho de propiedad de los hidrocarburos extraídos al contratista, quien debe pagar una regalía al Estado.

2. Entidad nacional negociadora del contrato

Decreto Ley 22.774 y Ley 24.782. La entidad negociadora es la compañía estatal PETROPERU (artículo 1 de la Ley 22.774).

Ley 26.221. Esta ley estipula que se creará un ente llamado PERUPETRO S.A., dentro de cuyas funciones estarán las de negociar, celebrar y supervisar, en su calidad de contratante, los contratos que la ley establece, así como los convenios de evaluación técnica. Anteriormente, esa responsabilidad recaía en la empresa estatal PETROPERU.

3. Forma de adjudicación del contrato

Decreto Ley 22.774 y Ley 24.782. Los contratos se negocian caso por caso (artículo 1.2 del Decreto Ley 22.774).

Ley 26.221. Conforme a su artículo, PERUPETRO S.A. podrá negociar directamente o por convocatoria, los contratos suscritos al amparo de esta ley.

4. Entidad nacional que aprueba el contrato

Decreto Ley 22.774 y Ley 24.782. Los contratos serán aprobados por decreto supremo expedido con el voto aprobatorio del Consejo de Ministros, refrendado por los Ministros de Energía y Minas y de Economía

y Finanzas y con la opinión favorable de la Contraloría General de la República, de la Oficina Nacional de Asuntos Jurídicos, de la Dirección Superior y de la Dirección General de Hidrocarburos del Ministerio de Energía y Minas, de la Dirección General de Contribuciones y de la Dirección General de Aduanas del Ministerio de Economía y Finanzas; del Banco Central de Reserva y del Comando Conjunto de la Fuerza Armada.

Ley 26.221. Los contratos se aprobarán por Decreto Supremo, refrendado por los Ministerios de Economía y Finanzas y de Energía y Minas.

5. Extensión del área

Decreto Ley 22.774 y Ley 24.782. El Decreto Ley 22.774 establecía que cada contrato debía abarcar, como máximo, un lote, cuya superficie sería de 1 000 000 de hectáreas en la selva, de 500 000 hectáreas en la sierra, de 200 000 hectáreas en la costa y de 400 000 hectáreas en el zócalo continental. El contratista podía firmar contratos hasta por tres lotes (artículo 5.7). Con la Ley 24.782, se amplió a cuatro el número de lotes asignados al contratista, pero no varió la superficie de éstos.

Ley 26.221. No se fija la extensión. Ésta se determinará en cada contrato en función del potencial productor de hidrocarburos, de la zona geográfica, del programa de trabajo mínimo garantizado presentado por el contratista, y de la superficie en que efectivamente se realizarán las actividades de exploración o explotación.

6. Duración del contrato

a) *Etapa de exploración*

Decreto Ley 22.774. El plazo máximo es de seis años.

Ley 24.782. Se amplía de seis a siete años el plazo de la fase de exploración.

Ley 26.221. La fase de exploración tendrá una duración de siete años, lapso que no se considerará terminado incluso si antes de su expiración ha comenzado la fase de explotación.

El programa mínimo garantizado no obliga a perforar pozos exploratorios.

b) *Etapa de explotación*

Decreto Ley 22.774. El plazo mínimo es de 24 años.

Ley 24.782. El plazo mínimo es de 23 años.

Ley 26.221. El plazo es de 30 años, contados desde la fecha efectiva de suscripción del contrato e incluyendo la etapa de exploración. Puede haber retención hasta por un período total de cinco años en los contratos de

petróleo, si es que el descubrimiento no puede declararse comercial por razones de transporte. Para el gas natural no asociado, o para el gas natural no asociado y los condensados, se podrá acordar un período de retención no superior a 10 años, con el fin de desarrollar el mercado.

7. Condiciones en la etapa de exploración

Decreto Ley 22.774 y Decreto Ley 22.775. Para cada etapa del período de exploración existirá un programa obligatorio de trabajo, cuya ejecución estará garantizada por una fianza bancaria irrevocable y de realización automática. Se elimina la legislación anterior (el llamado modelo Perú), que preveía la perforación obligatoria de tres pozos de exploración.

Ley 26.221. No hay modificaciones.

8. Condiciones en la etapa de explotación

Decreto Ley 22.774 y Decreto Ley 22.775. Se presentará un plan de desarrollo inicial a PETROPERU y a la Dirección General de Hidrocarburos. Todos los años, el contratista deberá presentar un programa que cubra un quinquenio.

Ley 26.221. Para la fase de explotación, se presentará un plan de desarrollo inicial a PERUPETRO S.A. Todos los años, el contratista deberá presentar un programa que cubra un quinquenio.

9. Suelta del área en el momento de comenzar la explotación

Decreto Ley 22.774 y Ley 24.782. Al cumplirse el plazo máximo de exploración, el contratista deberá devolver 50% del área que es objeto del contrato.

Ley 26.221. La suelta de área se determinará en cada contrato. El contratista podrá retener la superficie bajo la cual se encuentren los horizontes productores, más una zona circundante de seguridad técnica. En el caso de descubrir un yacimiento que no sea comercial únicamente por problemas transporte, el contratista podrá solicitar un período de retención, que no podrá ser superior a cinco años, para resolver el problema del transporte.

10. Propiedad del petróleo

Decreto Ley 22.774 y Ley 24.782. Los hidrocarburos in situ son de propiedad del Estado. Los hidrocarburos extraídos son de propiedad de PETROPERU. La retribución del contratista puede ser en petróleo, si así se acuerda en el contrato respectivo.

Ley 26.221. Los hidrocarburos in situ son de propiedad del Estado. Los hidrocarburos extraídos son de propiedad de PERUPETRO. Al celebrarse un contrato de licencia, el derecho de propiedad de PERUPETRO sobre los hidrocarburos extraídos es transferido a los licenciatarios.

11. Obligación de abastecer el mercado interno

Decreto Ley 22.774 y Ley 24.782. Existe la obligación. Los contratistas deben transferir a PETROPERU un volumen de hidrocarburos suficiente para el abastecimiento del mercado nacional. El petróleo se pagará en soles, a precios referidos a moneda extranjera. No se especifica el precio de compra de ese petróleo.

Ley 26.221. No hay obligación de vender petróleo para satisfacer las necesidades del mercado interno. En caso de emergencia nacional declarada por ley, a causa de la cual el Estado deba adquirir hidrocarburos de los productores locales, la compra se efectuará a precios internacionales, conforme a mecanismos de valoración y de pago que se establecerán en cada contrato (artículo 43).

12. Retribución del contratista

Decreto Ley 22.774 y Ley 24.782. En especie o en efectivo, según se determine en cada contrato.

Ley 26.221. El monto de la retribución de los contratos de servicios se determinará en función de la producción fiscalizada proveniente del área de cada contrato y se pagará según se acuerde en cada contrato.

En los contratos de licencia, los contratistas obtienen la propiedad del petróleo extraído, y pagan una regalía en función de la producción de petróleo proveniente del área del contrato. La regalía se pagará en efectivo, a precios internacionales, de acuerdo con mecanismos de valorización y de pago que se establecerán en cada contrato, disposiciones que deben ser refrendadas por decreto supremo de los ministerios de Economía y Finanzas y de Energía y Minas. La regalía es considerada como gasto.

13. Disponibilidad de divisas

Decreto Ley 22.774 y Decreto Ley 22.862. La disponibilidad anual de divisas se limitará a una suma equivalente a la depreciación del monto invertido en moneda extranjera más la utilidad del contratista. El Decreto Ley 22.862 establece que el contratista dispondrá de las divisas de conformidad con las normas vigentes en materia cambiaria. El contratista

está obligado a entregar al BCRP la totalidad de la moneda extranjera que le corresponda por las ventas de exportación de los hidrocarburos.

Ley 24.782. Esta ley garantiza al contratista la disponibilidad de divisas por los diversos conceptos que le corresponden de acuerdo con las disposiciones legales vigentes y lo establecido en el contrato. Este último estipula que el contratista podrá disponer directa e inmediatamente de una parte de la moneda extranjera que generen las exportaciones de hidrocarburos correspondientes a su retribución en especie.

Ley 26.221. Establece que el BCRP está obligado a garantizar a los contratistas la disponibilidad del 100% de las divisas generadas por sus exportaciones de hidrocarburos. Además, el contratista puede disponer libremente del 100% de la moneda nacional resultante de sus ventas de hidrocarburos en el mercado nacional así como de su retribución pagada en efectivo, y tiene derecho a convertir libremente el 100% de la moneda nacional percibida. También tiene derecho a mantener, controlar y manejar cuentas bancarias en cualquier moneda, tanto en el país como en el exterior. Asimismo, a disponer libremente, distribuir, remesar o retener en el exterior, sin restricción alguna, sus utilidades netas anuales, después de impuestos.

14. Depreciación y amortización de gastos de exploración

Decreto Ley 22.774. La depreciación se hará de acuerdo con el método de la unidad de producción, durante el período de exploración previsto.

Ley 24.782. Esta ley ofrece dos posibilidades de depreciación: i) por medio del método de la unidad de producción, y ii) depreciación en partes iguales en un mínimo de cinco años.

Ley 26.221. Sin variaciones con respecto a la ley anterior.

15. Depreciación y amortización de gastos de explotación

Decreto Ley 22.774. La depreciación se hará de acuerdo con el método de la unidad de producción, durante el período de explotación previsto.

Ley 24.782. La depreciación se realizará a una tasa de 20% anual.

Ley 26.221. Durante el período de explotación, el desgaste que sufran los bienes depreciables se compensará mediante la deducción de los castigos, los cuales se computarán anualmente conforme al régimen común del impuesto a la renta vigente a la fecha de suscripción de cada contrato.

16. Factor agotamiento

Decreto Ley 22.774, Ley 24.782 y Ley 26.221. No se contempla.

17. Regalías y otros impuestos

Decreto Ley 22.775. Se pagará al Estado una regalía de 8%, que cancelará PETROPERU con los ingresos provenientes de cada uno de los contratos (artículo 16). También se establece que toda obligación de pago de derechos y regalías sobre la producción será de cargo de PETROPERU.

Ley 26.221. En los contratos de licencia, los contratistas pagarán una regalía en función de la producción de petróleo proveniente del área del contrato. Por decreto supremo se dictarán las normas que regulen la aplicación de la regalía y la retribución, sobre la base de una escala variable, la cual estará en función de factores técnicos y económicos que permitirán determinar los porcentajes de la regalía y la retribución en todo el territorio nacional (artículo 47). La regalía se pagará en efectivo, a precios internacionales, conforme a mecanismos de valorización y de pago que se establecerán en cada contrato. La regalía será considerada como gasto.

18. Impuestos de importación

Decreto Ley 22.774. Serán asumidos por PETROPERU (artículo 7.8).

Ley 26.221. Las importaciones para la fase de exploración están exoneradas de todo tributo (artículo 56). Los impuestos correspondientes a las importaciones de la fase de explotación estarán a cargo del importador.

19. Régimen tributario

Decreto Ley 22.774 y Ley 24.782. Las actividades petroleras están sujetas al régimen tributario común.

Antes de 1990, el impuesto a la renta era de 55%, con un impuesto a las remesas del 30%. De esta manera, el impuesto efectivo máximo (impuesto a las utilidades más impuesto a las remesas) era de 68.5%.

Estas disposiciones se modificaron en 1990, de tal modo que el impuesto a la renta pasó a ser de 45%, a lo que se sumó un impuesto adicional a las remesas al exterior de 30%, con lo cual el impuesto efectivo máximo llegó a 61.5%.

A partir de 1993, el impuesto a la renta disminuyó a 30%, y se eliminó el impuesto a las remesas, con lo cual el impuesto efectivo máximo bajó a 30%.

Ley 26.221. Sin variación.

20. Garantía de estabilidad tributaria

Decreto Ley 22.774 y Ley 24.782. Se garantiza que no se crearán nuevos impuestos que graven específicamente la actividad.

Ley 26.221. El Estado garantiza a los contratistas que los regímenes tributarios y cambiarios permanecerán inalterables durante la vigencia del contrato.

21. Fiscalización y control del contrato

Decreto Ley 22.774, Ley 24.782 y Ley 26.221. PETROPERU negocia, celebra y supervisa, en su calidad de contratante, los contratos y los convenios de evaluación técnica que suscribe. La Dirección General de Hidrocarburos del Ministerio de Energía y Minas es el órgano encargado de fiscalizar los aspectos técnicos de las actividades correspondientes.

22. Posibilidad de cesión

Decreto Ley 22.774. Está contemplada tal posibilidad. PETROPERU tiene la primera opción.

Ley 26.221. También contempla esta posibilidad, previa aprobación por decreto supremo refrendado por los Ministros de Economía y Finanzas y de Energía y Minas.

23. Explotación de campos unificados

Decreto Ley 22.774. No se contempla.

Ley 26.221. En caso de que un yacimiento se extienda a áreas contiguas, los contratistas de estas áreas podrán celebrar un convenio de explotación. De no llegar a un acuerdo, el Ministerio de Energía y Minas someterá las diferencias a un comité técnico de conciliación, cuyas resoluciones serán de cumplimiento obligatorio.

24. Arbitraje internacional

Decreto Ley 22.775 y Ley 24.782. No está previsto.

Ley 26.221. El contratista se somete a la legislación peruana. No obstante, si surgen diferencias en la ejecución y cumplimiento del contrato o, en general, en todo lo relativo a las actividades a que se refiere esta ley, las diferencias podrán ser sometidas al Poder Judicial o a arbitraje nacional o internacional. Acordada la jurisdicción, será de cumplimiento obligatorio (artículo 86).

25. Contratos para explotar campos marginales

Decreto Ley 22.774. Sólo PETROPERU puede explotar campos marginales.

Ley 23.231. Establece que PETROPERU puede celebrar, en circunstancias excepcionales, contratos de operación y de servicios con esos fines. De acuerdo con el artículo 143 de la Constitución Política de 1979, para ello se requiere aprobación por decreto supremo, con el voto favorable del Consejo de Ministros.

Recuadro 12

PERÚ: PRESERVACIÓN DEL MEDIO AMBIENTE

El Decreto Ley 22.774 y la Ley 24.782 no se refieren en forma específica ni detallada a este importante aspecto. No obstante, en los contratos se estipula que el contratista debe adoptar las medidas necesarias para no contaminar la tierra, el aire y el agua.

La Ley 26221 de 1993 sí se ocupa ampliamente del asunto. Se establece que los contratistas deben cumplir con las disposiciones sobre el medio ambiente y que el Ministerio de Energía y Minas debía dictar un reglamento de medio ambiente para las actividades de hidrocarburos (artículo 87).

Esa disposición se cumplió mediante el Decreto Supremo N° 046-93-EM del 10 de noviembre de 1993, que configura el reglamento para la protección ambiental en las actividades de hidrocarburos.

Este reglamento constituye el instrumento legal que determina las obligaciones de las compañías petroleras nacionales o extranjeras.

El organismo encargado de velar por el cumplimiento y aplicación de este reglamento, así como de aplicar las sanciones correspondientes, es la Dirección General de Hidrocarburos del Ministerio de Energía y Minas (artículos 4 y 7).

En el título IV de este reglamento (artículos 10 al 16) se establecen las normas relacionadas con el estudio de impacto ambiental (EIA) y con el estudio de impacto ambiental preliminar.

En aplicación de estas normas, las empresas presentan estudios de impacto ambiental de sus operaciones.

Fuente: CEPAL, sobre la base de la investigación.

Ley 26.221. Se autoriza la suscripción de contratos para la explotación de hidrocarburos, incluyendo la recuperación secundaria y mejorada (artículo 18).

26. Modificación de los contratos

Decreto Ley 22.774. Los contratos pueden modificarse previo acuerdo entre las partes. Las modificaciones serán aprobadas por decreto supremo, refrendado por los Ministerios de Economía y Finanzas y de Energía y Minas.

Ley 26.221. Los contratos sólo podrán ser modificados por acuerdo escrito entre las partes. Las modificaciones serán aprobadas por decreto supremo, refrendado por los Ministros de Economía y Finanzas y de Energía y Minas.

C. COMENTARIO SOBRE LAS MODIFICACIONES

En 1993 se promulgaron las Leyes 26.221 (Ley Orgánica de Hidrocarburos) y 26.225 (ley de creación de PERUPETRO S.A.), que introdujeron cambios importantes en la legislación petrolera. Éstos son:

i) La Ley 26.221 establece que, además de los contratos anteriores, existirá el contrato de licencia, que autoriza al contratista para explorar y explotar hidrocarburos en el área del contrato. En virtud de este mismo contrato, PERUPETRO S.A. transfiere el derecho de propiedad de los hidrocarburos extraídos al contratista, quien debe pagar una regalía al Estado.

ii) La Ley 26.221 dispone asimismo que debe crearse por ley un ente llamado PERUPETRO S.A., que será el encargado de negociar, celebrar y supervisar, en calidad de contratante, los contratos que la ley establezca, así como los convenios de evaluación técnica. Anteriormente, esa responsabilidad le correspondía a la empresa estatal PETROPERU. La Ley 26.225 es la ley de creación de PERUPETRO.

iii) La Ley 26.221 reduce la cantidad de organismos que deben opinar sobre los contratos petroleros. Anteriormente se necesitaba la aprobación del Consejo de Ministros, refrendado por dos ministerios y la opinión favorable de ocho entidades. Con la Ley 26.221, los contratos son aprobados por decreto supremo refrendado por los Ministerios de Economía y Finanzas y de Energía y Minas.

iv) La Ley 26.221 establece que la suelta de área no tiene que ser el 50% del área objeto del contrato al concluir la fase de exploración, sino que ésta se determinará en cada contrato.

v) En virtud de la Ley 26.221, el licenciatario será dueño del petróleo extraído y no está obligado a vender para abastecer el mercado interno. Esta obligación sólo existirá en caso de emergencia nacional declarada por ley.

vi) En los contratos de licencia, el licenciatario pasa a ser propietario del petróleo extraído y paga por ello una regalía al Estado, cuyo monto se determinará en cada contrato.

vii) La Ley 26.221 establece que el BCRP garantizará al contratista la libre disponibilidad de divisas.

viii) Por consideraciones que no emanan directamente de los contratos petroleros, el impuesto a la renta disminuyó a 30% y se eliminó el impuesto a las remesas. De esta manera, el impuesto efectivo máximo disminuyó a 30%. Anteriormente era de 68.5%.

ix) En las décadas anteriores, los derechos de importación eran pagados por PETROPERU. Ahora, las importaciones correspondientes a la fase de exploración están exoneradas de impuestos. En la fase de explotación, los impuestos de importación corren a cargo de los contratistas.

x) No existía arbitraje internacional. Ahora, el contratista se somete a la ley peruana; pero, si surgen diferencias en todo lo relativo a las actividades a que se refiere la Ley 26.221, tales diferencias podrán ser sometidas al Poder Judicial o a arbitraje nacional o internacional. Acordada la jurisdicción, será de cumplimiento obligatorio (artículo 86).

xi) Con la Ley 26.221 se refuerzan las disposiciones para la preservación del medio ambiente. En particular, los contratistas deberán presentar un estudio de impacto ambiental.

XI. RÉGIMEN DE CONTRATACIÓN EN VENEZUELA

A. CONSIDERACIONES GENERALES

Aprobada el 29 de agosto de 1975, la Ley Orgánica de Hidrocarburos, también llamada Ley de Nacionalización, establece que se reserva para el Estado, por razones de conveniencia nacional, todo lo relativo a la exploración, explotación, manufactura o refinación de los hidrocarburos. Asimismo, se reserva para el Estado el transporte, el almacenamiento y el comercio interior y exterior de las sustancias explotadas o refinadas, así como el control de las obras que su manejo requiera (artículo 1).

La misma ley establece que el Estado ejercerá tales actividades directamente o por medio de otras entidades de su dependencia, pudiendo celebrar los convenios operativos necesarios para el mejor cumplimiento de sus funciones.

Igualmente, se dice que en casos especiales y cuando así convenga al interés público, el Poder Ejecutivo o las referidas entidades podrán, en el ejercicio de cualquiera de las actividades señaladas, celebrar convenios de asociación con entes privados, con una participación tal que garantice el control por parte del Estado y con una duración determinada. Para la celebración de esos convenios se requerirá la previa autorización de las Cámaras en sesión conjunta, una vez que hayan sido debidamente informadas por el Poder Ejecutivo de todas las circunstancias pertinentes (artículo 5).

En 1992 y 1993, se aprobaron contratos de servicios, con compañías privadas, para la recuperación secundaria (no para exploración) en campos marginales de petróleo pesado y extrapesado ya descubiertos.

En los contratos de 1992 se indicaba que en esa recuperación secundaria la perforación no podía ir más lejos, verticalmente, de lo avanzado previamente. Sí se permitía la exploración lateral. En los contratos de 1993 se autoriza que la perforación sea más profunda.

La modificación más importante de la legislación petrolera durante la presente década tuvo lugar en julio de 1995, cuando el Congreso de Venezuela aprobó los convenios de asociación para la exploración a riesgo

de nuevas áreas y la producción de hidrocarburos bajo el esquema de ganancias compartidas.

Con el convenio de asociación, se permite nuevamente el ingreso de capital extranjero a la actividad petrolera de Venezuela, país que cuenta con las mayores reservas probadas de América. La empresa estatal Petróleos de Venezuela, S.A. (PDVSA) puede asociarse con capitales privados en contratos de exploración para la búsqueda de nuevas reservas.

En 1996, previa licitación internacional, PDVSA suscribió convenios de asociación con capitales privados para la exploración de 10 áreas ubicadas en el oriente, el occidente y los llanos del país.

B. PRINCIPALES CARACTERÍSTICAS DEL CONVENIO DE ASOCIACIÓN

1. Modalidad del contrato

Es un convenio de asociación entre PDVSA, por intermedio de una de sus filiales, con los inversionistas. El riesgo exploratorio corre por cuenta de éstos. En caso de encontrar petróleo, el inversionista recibe una retribución en especie proporcional a su participación en el capital social del convenio.

La filial de PDVSA tendrá 35% de las acciones y los inversionistas privados el 65% restante. Sin embargo, según sea el atractivo comercial del descubrimiento, la filial tendrá la opción de reducir a 1% su participación, con el fin de preservar un manejo óptimo de su cartera de proyectos.

La participación de la filial de PDVSA en la empresa mixta se hará mediante acciones especiales ("doradas"), las cuales conferirán prerrogativas a sus representantes en las decisiones sobre materias de trascendencia que deban adoptar, conforme al respectivo convenio de asociación, la asamblea y la junta directiva de la empresa mixta.

2. Entidad nacional negociadora del contrato

PDVSA, por intermedio de una de sus filiales.

3. Forma de adjudicación del contrato

Mediante licitación internacional autorizada por el Congreso de Venezuela. La licitación está a cargo de PDVSA o de una filial designada para el efecto.

4. Entidad nacional que aprueba el contrato

El Congreso de la República de Venezuela promulga una ley que faculta a PDVSA para convocar a una licitación internacional y adjudicar posteriormente las áreas geográficas determinadas en la ley.

Se firma un convenio de asociación entre PDVSA (o una filial de PDVSA) con el inversionista que gane el concurso de licitación. Para la celebración de cada convenio de asociación, la filial de PDVSA enviará un informe final al Ministerio de Energía y Minas, a fin de que éste lo someta a la consideración de las Cámaras Legislativas nacionales, para que éstas a su vez procedan a su autorización previa con carácter prioritario.

5. Extensión del área

Se determina en cada caso.

6. Duración del contrato

La fase de exploración tendrá un plazo preestablecido de tres a cinco años, dependiendo de la complejidad del área, plazo que podrá ampliarse por un lapso de entre dos y cuatro años. La fase de operación comercial tendrá una duración de 20 años, a partir de la aprobación del plan de desarrollo. De ese modo, sumadas las fases de exploración y desarrollo, el contrato tendrá una duración máxima de 29 años.

7. Condiciones en la etapa de exploración

Al constituirse el convenio de asociación, se elaborará un plan de exploración, cuya ejecución corre por exclusiva cuenta y riesgo de los inversionistas. Una vez cumplido el plan de exploración, todo esfuerzo exploratorio adicional deberá ser aprobado por un comité de control.

8. Condiciones en la etapa de explotación

Si se descubre petróleo, los inversionistas deberán presentar un plan de evaluación en que consten las características y la comercialidad estimada de tales descubrimientos, plan que se someterá a la aprobación del comité de control para establecer su idoneidad técnica y su compatibilidad con los objetivos del contrato.

Ejecutado el plan de evaluación, los inversionistas deberán definir la viabilidad de la explotación comercial del descubrimiento y someter a la aprobación del comité de control un plan para desarrollar la producción, el cual se llamará plan de desarrollo. Aprobado este plan, los inversionistas explotarán, conforme al mismo, el área de desarrollo.

9. Suelta del área en el momento de comenzar la explotación

Aquellos bloques que no estén comprendidos en el esfuerzo exploratorio adicional o en un área de desarrollo, quedarán excluidos del convenio. Igualmente, al terminar el esfuerzo exploratorio adicional, quedarán excluidos del convenio los bloques que no estén dentro de un área de desarrollo. En ambos casos, los bloques volverán a la filial de PDVSA para su administración directa.

10. Propiedad del petróleo

El petróleo es de propiedad del Estado. Los inversionistas reciben una cantidad de petróleo como retribución por sus actividades, en una proporción equivalente a su participación en el capital social de la empresa mixta constituida entre ellos y la filial de PDVSA.

11. Obligación de abastecer el mercado interno

Existe la obligación.

12. Retribución del contratista

La producción resultante de la ejecución del plan de desarrollo será comercializada por los inversionistas y la filial de PDVSA, en proporción a su participación en el consorcio, en los mercados internacionales, a precios de exportación.

13. Disponibilidad de divisas

Los inversionistas podrán mantener en el exterior cuentas en instituciones bancarias o de similar naturaleza, en las cuales depositarán las divisas derivadas de las exportaciones, entre ellas las recibidas por cualquier venta o por concepto de fondos pagados o aportados por ellos o por instituciones crediticias, con el fin de efectuar los pagos y desembolsos que corresponda realizar fuera de Venezuela.

14. Depreciación y amortización de gastos de exploración

Estos aspectos no están determinados en la ley de julio de 1995.

15. Depreciación y amortización de gastos de desarrollo y producción

No están determinados en la ley de julio de 1995.

16. Factor agotamiento

No está contemplado.

17. Regalías y otros impuestos

Según el artículo 41 de la Ley de Hidrocarburos de 1967, la regalía es de 16.66%. Sin embargo, la cláusula 21 de la Ley de 1995 estableció que el Poder Ejecutivo nacional puede ajustar ese impuesto en cualquier momento, y puede específicamente rebajarlo cuando se le demuestre que no es posible alcanzar los márgenes mínimos de rentabilidad en la explotación comercial de las áreas en desarrollo. Las compañías están obligadas a pagar anualmente un bono de rentabilidad. El pago por concepto de este bono provendrá de los ingresos brutos percibidos en las ventas de petróleo y será un porcentaje fijo hasta llegar a 1 000 millones de dólares. Por encima de esa cifra, el porcentaje variará en función de la rentabilidad, medida ésta de acuerdo con el retorno sobre los activos fijos de los asociados. Este porcentaje tendrá como límite mínimo el valor licitado por los inversionistas y como límite máximo el 50% del retorno sobre los activos fijos de los asociados. La recaudación que se efectúe por concepto del bono de rentabilidad se destinará a los estados y municipios en que se realicen las actividades y a otros fines que se estimen convenientes.

18. Impuestos de importación

No están especificados en la ley de julio de 1995.

19. Régimen tributario

Se debe pagar el impuesto a la renta. En la ley de julio de 1995 no se especifica si éste corresponde al régimen tributario común o si es un impuesto específico para las actividades petroleras.

20. Garantía de estabilidad tributaria

No está especificada en la ley de julio de 1995.

21. Fiscalización y control del contrato

Antes de dar inicio a las actividades del convenio de asociación, se constituirá un comité de control, formado por igual número de representantes de los inversionistas y la filial, comité que estará presidido por un representante de esta última. Para la validez de sus deliberaciones y decisiones, se requerirá el consentimiento de los representantes de la filial,

teniendo el presidente doble voto para resolver los casos de empate. El comité de control tendrá a su cargo, entre otras tareas, la aprobación de los planes de exploración, evaluación y desarrollo, así como de cualquier modificación de tales planes, entre ellos la ampliación de los plazos de exploración y explotación, o la reducción de la producción si así lo exigen los compromisos internacionales de Venezuela. Se informará al comité de control sobre todas las materias de importancia en la vida de la asociación, y se le someterán los recaudos y cuentas necesarios para que los entes que el comité de control designe puedan realizar las tareas de fiscalización y auditoría.

22. Posibilidad de cesión

No está especificada en la ley de julio de 1995.

23. Explotación de campos unificados

No está especificada en la ley de julio de 1995.

24. Arbitraje internacional

El convenio está sometido a las leyes de Venezuela. Las materias de competencia del comité de control no están sujetas a arbitraje. Para resolver controversias en materias que no sean de competencia del comité de control, y que no puedan dirimirse por acuerdo entre las partes, se recurrirá a arbitraje internacional, el cual se realizará según las reglas de procedimiento de la Cámara Internacional de Comercio.

25. Preservación del medio ambiente

Se especifica que el convenio tomará medidas para la preservación y conservación del medio ambiente, sin perjuicio de lo establecido en las disposiciones legales generales con respecto a iguales fines.

26. Contratos para explotar campos marginales

En 1992 y 1993 se aprobaron contratos de servicios con compañías extranjeras para la recuperación secundaria (no para exploración) de petróleo pesado y extrapesado ya descubierto. En 1993 se licitaron 13 bloques, con reservas probadas totales de 1 200 millones de barriles y con una capacidad de producción conjunta estimada en 300 000 barriles diarios al año 2000.

C. COMENTARIO SOBRE LAS MODIFICACIONES

El proyecto de ley sobre convenios de asociación bajo el esquema de ganancias compartidas, enviado por el Poder Ejecutivo al Congreso en diciembre de 1994, fue promulgado como ley en julio de 1995.

En los considerandos de esta ley se afirma que las nuevas disposiciones obedecen a la necesidad de aumentar la capacidad de producción del país para atender la mayor cuota que le corresponde en el mercado petrolero mundial. Se afirma, asimismo, que los nuevos convenios de asociación contribuirán a la consolidación de la industria petrolera venezolana, sin menoscabo de la soberanía fundamental sobre tal recurso energético.

Debe también señalarse que en 1992 y 1993 se habían aprobado modalidades de asociación con compañías extranjeras para la explotación de gas natural y para la explotación de crudo pesado en la faja del Orinoco. Sin embargo, no se permitía el acceso de capital privado a la exploración y explotación de nuevas reservas de petróleo.

El nuevo régimen de contratación petrolera establece la asociación entre una filial de PDVSA y compañías extranjeras para la exploración y explotación de nuevas reservas petroleras. El riesgo exploratorio corre íntegramente por cuenta del contratista. Si se encuentra petróleo, éste se reparte en una proporción determinada entre la filial de PDVSA y el contratista.

El contratista deberá pagar un bono en función de la rentabilidad de las inversiones, además del impuesto a la renta correspondiente, que asciende a 67.7% de las utilidades de operación.

Si bien este convenio es parecido al contrato de asociación vigente en Colombia, la diferencia estriba en el hecho de que, en Colombia, la compañía asociada recibe una porción de petróleo como retribución por sus servicios, mientras que en Venezuela se comparten las ganancias (provenientes, casi en su totalidad, de las exportaciones de petróleo), de acuerdo con la participación de cada asociado en el capital social y en las inversiones de la empresa mixta.

GLOSARIO

- Contratista:** Empresa que ha sido calificada legal, técnica y económicamente como capacitada para desarrollar operaciones petroleras de exploración y explotación, por los organismos competentes de cada país.
- Explotación de campos unificados:** Cuando un yacimiento petrolífero se extiende en lotes petroleros explotados por compañías diferentes, su explotación demanda consideraciones técnicas y legales que permitan su unificación.
- Factor G de Argentina:** El factor G es el compromiso de trabajo que el titular del permiso contrae en la etapa de exploración. Este factor implica la realización de trabajos geológicos y sísmicos, así como la perforación de pozos exploratorios. Estos trabajos son intercambiables entre sí y están valorizados en dólares. Si el titular del permiso no cumple con el compromiso del trabajo, debe reembolsar al Estado la cantidad no gastada.
- Factor R de Colombia:** Fue adoptado en 1994. El factor R establece una relación entre, por una parte, los ingresos de la asociada y, por otra, sus inversiones y costos acumulados. Esta relación determina que la proporción de petróleo que recibe la asociada va disminuyendo a medida que sus ingresos superan sus inversiones y costos acumulados.
- Factor R de Ecuador:** Fue adoptado en 1982. El factor R establece una relación entre la cantidad de petróleo producida anualmente y la retribución del contratista. A medida que la producción aumenta, disminuye la retribución del contratista. Los contratistas que se presentan a la licitación deben presentar en sobre cerrado la retribución que están dispuestos a aceptar por determinados volúmenes de petróleo. Aquel contratista que esté dispuesto a recibir

menores cantidades de petróleo que los otros participantes obtiene mejor puntuación en la licitación. En 1994 se modificó la forma de cálculo del factor R, en el sentido de que se agregó otro elemento: la calidad del crudo producido. En la nueva legislación el factor R es denominado participación del contratista.

Método de la unidad de producción:	Con este método, la depreciación de los activos está relacionada con el volumen de petróleo que se extrae anualmente del campo. La depreciación se lleva a cabo a lo largo de toda la vida útil del campo.
Opción sísmica:	Es la denominación que se otorga a las especificaciones que, durante la etapa de exploración petrolera, permiten al contratista efectuar levantamientos sísmicos y no tener necesariamente que perforar pozos exploratorios. Esta opción sísmica tiene como objetivo incentivar a los inversionistas, pues el costo de la sísmica es bastante menor que el costo de perforación de pozos exploratorios, sobre todo si éstos se hallan en una zona de difícil acceso.
Producción máxima eficiente:	Producción que permite alcanzar la máxima recuperación final técnico-económica del yacimiento, de conformidad con las prácticas aceptadas internacionalmente por la industria del petróleo.
Recuperación secundaria:	Consiste en inyectar fluidos (generalmente agua o gas) en un yacimiento que requiere este procedimiento para reemplazar o mejorar la energía natural del yacimiento mismo, de modo de hacer fluir el petróleo, a través de la formación, hacia los pozos extractores.
Sísmica:	Método de estudio del subsuelo basado en el eco del sonido.
Suelta de área:	Cuando el contratista pasa de la etapa de exploración a la etapa de explotación, debe devolver al Estado una porción determinada del área originalmente asignada. A esa devolución se le llama suelta de área.

BIBLIOGRAFÍA

A. ARGENTINA

- Ley 17.319 de 1967 (texto oficial).
- Ley 21.778 de 1978 (tomado de *Barrows*, Supplement 107, abril de 1992).
- Decreto 1.055/89 (12 de octubre de 1989) (texto oficial) para áreas de interés secundario, áreas de recuperación asistida, libre disposición de hidrocarburos, contratos de exploración, comercio exterior, provincias productoras de hidrocarburos, áreas de interés exploratorio, desregulación de la industria.
- Decreto 1.212/89 (14 de noviembre de 1989) (texto oficial) para eliminación de cuotas de precios, desregulación de refinerías y bocas de expendio; disposiciones complementarias.
- Decreto 1.589/89 del 4 de enero de 1990 (texto oficial) para contratos de exploración, preferencia de compra de gas, exportación e importación de hidrocarburos, tipo de cambio, libre disponibilidad, restricciones a la exportación, transporte de hidrocarburos, intercambio de petróleo crudo, concesiones de transporte.
- Decreto 2.778.90 del 11 de enero de 1991 (texto oficial) para el plan de transformación global de YPF.
- Decreto 2.178.91 del 22 de noviembre de 1991 (texto oficial) para concursos públicos internacionales.
- Resolución 105/92 del 11 de noviembre de 1992 de la Secretaría de Estado de Energía y Minería: Normas y procedimientos para proteger el medio ambiente durante la etapa de exploración y explotación de hidrocarburos.

B. BOLIVIA

- Decreto Ley 10.170 del 28 de marzo de 1972 (texto original).
- Ley de Hidrocarburos 1.194 del 1° de noviembre de 1990 (texto oficial).
- Ley de Hidrocarburos 1.689 del 30 de abril de 1996 (texto oficial).

C. BRASIL

Ley de Contratos Petroleros, Organización Latinoamericana de Energía (OLADE), "Legislación de Hidrocarburos en América Latina", Quito, 1984.

Constitución Política del Brasil de 1988 (extractos).

Enmienda Constitucional 09, de noviembre de 1995.

D. CHILE

Decreto Ley 1.089 de 1975.

Principales términos y requisitos del convenio de asociación con la Empresa Nacional del Petróleo (ENAP) y de los contratos de operación petrolera, Organización Latinoamericana de Energía (OLADE), "Legislación petrolera de América Latina y el Caribe", Quito.

Decreto N° 7 del 4 de enero de 1995, que establece los requisitos del contrato especial de operación a suscribirse entre el Estado de Chile con la Empresa Nacional del Petróleo (ENAP) y la empresa Cardinal Resources. Publicado en el Diario Oficial, Santiago de Chile, 6 de mayo de 1995.

Contrato especial de operación entre el Estado de Chile con la empresa Cardinal Resources y la Empresa Nacional del Petróleo (ENAP), Santiago de Chile, mayo de 1995.

E. COLOMBIA

Ley de Hidrocarburos (Ley 20) del 22 de diciembre de 1969 (texto original).

Decreto Legislativo 2.310 de 1974 (texto oficial).

Decreto 2.782 del 28 de noviembre de 1989 (texto oficial).

Legislación de 1994, publicada en *Carta Petrolera*, N° 48, Empresa Colombiana de Petróleo (ECOPETROL), marzo de 1994.

Legislación de 1995, publicada en *Carta Petrolera*, N° 57, Empresa Colombiana de Petróleo (ECOPETROL), 1995.

F. ECUADOR

Ministerio de Energía y Minas, Dirección General de Hidrocarburos:

– Ley de Hidrocarburos de 1971, Quito, octubre de 1986.

– Ley de Hidrocarburos de 1971, Quito, 1989.

Corporación Estatal Petrolera Ecuatoriana (CEPE), Tipología de los contratos sobre hidrocarburos en la legislación ecuatoriana, Quito, julio de 1986.

- Los contratos de prestación de servicios (mimeo), Quito, 1988.
- Ley de PETROECUADOR del 26 de septiembre de 1989 (texto oficial).
- Ley 44 del 23 de noviembre de 1993: Ley Reformatoria de la Ley de Hidrocarburos (texto oficial).
- Ley 49 del 28 de diciembre de 1993: Ley Reformatoria de la Ley de Hidrocarburos (texto oficial).
- Decreto 1.415 del 21 de enero de 1994, Reglamento del Sistema Especial de Licitaciones (texto oficial).
- Decreto 1.416 del 21 de enero de 1994: Bases de Contratación para los Contratos de Participación para Exploración y Explotación de Hidrocarburos (texto oficial).
- Decreto 1.417 del 21 de enero de 1994, Reglamento para la Aplicación de la Ley Reformatoria de la Ley de Hidrocarburos N° 44: Contratos de Campos Marginales, Oleoductos, Refinerías (texto oficial).
- Decreto 1.418 del 21 de enero de 1994, Reglamento de Contabilidad de Costos de los Contratos de Participación para la Exploración y Explotación de Hidrocarburos (texto oficial).

G. GUATEMALA

- Ley de Hidrocarburos, Decreto Ley 109-83 de 1983 (texto oficial).
- Reglamento de la Ley General de Hidrocarburos -AG 1034-083 (texto oficial).
- Junta Monetaria - Resolución JM 132-84 (27 de junio de 1984) (texto oficial).

H. MÉXICO

- Ley Orgánica de Petróleos Mexicanos y Organismos Subsidiarios, 1992.

I. PERÚ

- Decreto Ley 22.774 y Decreto Ley 22.775 de 1989 (texto oficial).
- Decreto Ley 22.862 o Ley de tributación de las empresas contratistas.
- Ley 23.231 de diciembre de 1980 (texto oficial).
- Ley 24.782 de diciembre de 1987 (texto oficial).
- Ley 26.221 del 19 de agosto de 1993 o Ley Orgánica de Hidrocarburos (texto oficial).
- Ley 26.225 del 24 de agosto de 1993 o Ley de Organización y Funciones de PERUPETRO (texto oficial).

J. VENEZUELA

- Ley Orgánica de Hidrocarburos del 21 de agosto de 1975 (texto oficial).
Ley de Petróleos de Venezuela, S.A. (PDVSA) del 24 de septiembre de 1985 (texto oficial).
Disposiciones de los nuevos contratos de explotación de 1992.
Congreso de la República de Venezuela, Convenios de asociación para la exploración a riesgo de nuevas áreas y la producción de hidrocarburos bajo el esquema de ganancias compartidas, Gaceta Oficial, Caracas, 17 de julio de 1995.

K. LIBROS

- Campodónico, Humberto (1986), "La política petrolera 1970-1985: El Estado, las contratistas y PETROPERU", Lima, Ediciones DESCO.
— (1988), "Recursos energéticos para el desarrollo nacional", Lima, Ediciones DESCO.
Kozulj, Roberto y Bravo, Víctor (1993), "Los antecedentes de desregulación petrolera en Argentina", San Carlos de Bariloche, Centro Editor de América Latina, Instituto de Economía Energética.
Organización Latinoamericana de Energía (OLADE) (1985 y 1993), "Legislación de Hidrocarburos de América Latina", Quito.
Ministerio de Energía y Minas del Ecuador/PETROECUADOR/ARPEL/OLADE (1993), "Jornadas de Contratación Petrolera. Geopolítica del Petróleo: Implicaciones para América Latina y el Caribe", Quito, junio.

L. PUBLICACIONES PERIÓDICAS

- Barrows*, varios números.
Oil and Gas Journal, varios números.
Petroleum Economist, varios números.



Publicaciones de la CEPAL

COMISIÓN ECONÓMICA PARA AMÉRICA LATINA Y EL CARIBE
Casilla 179-D Santiago de Chile

PUBLICACIONES PERIÓDICAS

Revista de la CEPAL

La *Revista* se inició en 1976 como parte del Programa de Publicaciones de la Comisión Económica para América Latina y el Caribe, con el propósito de contribuir al examen de los problemas del desarrollo socioeconómico de la región. Las opiniones expresadas en los artículos firmados, incluidas las colaboraciones de los funcionarios de la Secretaría, son las de los autores y, por lo tanto, no reflejan necesariamente los puntos de vista de la Organización.

La *Revista de la CEPAL* se publica en español e inglés tres veces por año.

Los precios de suscripción anual vigentes para 1998 son de US\$ 30 para la versión en español y de US\$ 35 para la versión en inglés. El precio por ejemplar suelto es de US\$ 15 para ambas versiones.

Los precios de suscripción por dos años (1998-1999) son de US\$ 50 para la versión español y de US\$ 60 para la versión inglés.

Estudio Económico de América Latina y el Caribe

1980,	664 pp.
1981,	863 pp.
1982, vol. I	693 pp.
1982, vol. II	199 pp.
1983, vol. I	694 pp.
1983, vol. II	179 pp.
1984, vol. I	702 pp.
1984, vol. II	233 pp.
1985,	672 pp.
1986,	734 pp.
1987,	692 pp.

Economic Survey of Latin America and the Caribbean

1980,	629 pp.
1981,	837 pp.
1982, vol. I	658 pp.
1982, vol. II	186 pp.
1983, vol. I	686 pp.
1983, vol. II	166 pp.
1984, vol. I	685 pp.
1984, vol. II	216 pp.
1985,	660 pp.
1986,	729 pp.
1987,	685 pp.

1988,	741 pp.	1988,	637 pp.
1989,	821 pp.	1989,	678 pp.
1990, vol. I	260 pp.	1990, vol. I	248 pp.
1990, vol. II	590 pp.	1990, vol. II	472 pp.
1991, vol. I	299 pp.	1991, vol. I	281 pp.
1991, vol. II	602 pp.	1991, vol. II	455 pp.
1992, vol. I	297 pp.	1992, vol. I	286 pp.
1992, vol. II	579 pp.	1992, vol. II	467 pp.
1993, vol. I	289 pp.	1993, vol. I	272 pp.
1993, vol. II	532 pp.	1993, vol. II	520 pp.
1994-1995,	348 pp.	1994-1995,	332 pp.
1995-1996,	349 pp.	1995-1996,	335 pp.
1996-1997,	354 pp.	1996-1997,	335 pp.

(También hay ejemplares de años anteriores)

**Anuario Estadístico de América Latina y el Caribe /
Statistical Yearbook for Latin America and the Caribbean (bilingüe)**

1980,	617 pp.	1989,	770 pp.
1981,	727 pp.	1990,	782 pp.
1982/1983,	749 pp.	1991,	856 pp.
1984,	761 pp.	1992,	868 pp.
1985,	792 pp.	1993,	860 pp.
1986,	782 pp.	1994,	863 pp.
1987,	714 pp.	1995,	865 pp.
1988,	782 pp.	1996,	856 pp.

(También hay ejemplares de años anteriores)

Libros de la CEPAL

- 1 *Manual de proyectos de desarrollo económico*, 1958, 5ª ed. 1980, 264 pp.
- 1 *Manual on economic development projects*, 1958, 2ª ed. 1972, 242 pp.
- 2 *América Latina en el umbral de los años ochenta*, 1979, 2ª ed. 1980, 203 pp.
- 3 *Agua, desarrollo y medio ambiente en América Latina*, 1980, 443 pp.
- 4 *Los bancos transnacionales y el financiamiento externo de América Latina. La experiencia del Perú*, 1980, 265 pp.
- 4 *Transnational banks and the external finance of Latin America: the experience of Peru*, 1985, 342 pp.
- 5 *La dimensión ambiental en los estilos de desarrollo de América Latina*, por Osvaldo Sunkel, 1981, 2ª ed. 1984, 136 pp.
- 6 *La mujer y el desarrollo: guía para la planificación de programas y proyectos*, 1984, 115 pp.
- 6 *Women and development: guidelines for programme and project planning*, 1982, 3ª ed. 1984, 123 pp.
- 7 *África y América Latina: perspectivas de la cooperación interregional*, 1983, 286 pp.
- 8 *Sobrevivencia campesina en ecosistemas de altura*, vols. I y II, 1983, 720 pp.
- 9 *La mujer en el sector popular urbano. América Latina y el Caribe*, 1984, 349 pp.
- 10 *Avances en la interpretación ambiental del desarrollo agrícola de América Latina*, 1985, 236 pp.

- 11 *El decenio de la mujer en el escenario latinoamericano*, 1986, 216 pp.
- 11 *The decade for women in Latin America and the Caribbean: background and prospects*, 1988, 215 pp.
- 12 *América Latina: sistema monetario internacional y financiamiento externo*, 1986, 416 pp.
- 12 *Latin America: international monetary system and external financing*, 1986, 405 pp.
- 13 *Raúl Prebisch: Un aporte al estudio de su pensamiento*, 1987, 146 pp.
- 14 *Cooperativismo latinoamericano: antecedentes y perspectivas*, 1989, 371 pp.
- 15 *CEPAL, 40 años (1948-1988)*, 1988, 85 pp.
- 15 *ECLAC 40 Years (1948-1988)*, 1989, 83 pp.
- 16 *América Latina en la economía mundial*, 1988, 321 pp.
- 17 *Gestión para el desarrollo de cuencas de alta montaña en la zona andina*, 1988, 187 pp.
- 18 *Políticas macroeconómicas y brecha externa: América Latina en los años ochenta*, 1989, 201 pp.
- 19 *CEPAL, Bibliografía, 1948-1988*, 1989, 648 pp.
- 20 *Desarrollo agrícola y participación campesina*, 1989, 404 pp.
- 21 *Planificación y gestión del desarrollo en áreas de expansión de la frontera agropecuaria en América Latina*, 1989, 113 pp.
- 22 *Transformación ocupacional y crisis social en América Latina*, 1989, 243 pp.
- 23 *La crisis urbana en América Latina y el Caribe: reflexiones sobre alternativas de solución*, 1990, 197 pp.
- 24 *The environmental dimension in development planning I*, 1991, 302 pp.
- 25 *Transformación productiva con equidad*, 1990, 3ª ed. 1991, 185 pp.
- 25 *Changing production patterns with social equity*, 1990, 3ª ed. 1991, 177 pp.
- 26 *América Latina y el Caribe: opciones para reducir el peso de la deuda*, 1990, 118 pp.
- 26 *Latin America and the Caribbean: options to reduce the debt burden*, 1990, 110 pp.
- 27 *Los grandes cambios y la crisis. Impacto sobre la mujer en América Latina y el Caribe*, 1991, 271 pp.
- 27 *Major changes and crisis. The impact on women in Latin America and the Caribbean*, 1992, 279 pp.
- 28 *A collection of documents on economic relations between the United States and Central America, 1906-1956*, 1991, 398 pp.
- 29 *Inventarios y cuentas del patrimonio natural en América Latina y el Caribe*, 1991, 335 pp.
- 30 *Evaluaciones del impacto ambiental en América Latina y el Caribe*, 1991, 232 pp.
- 31 *El desarrollo sustentable: transformación productiva, equidad y medio ambiente*, 1991, 146 pp.
- 31 *Sustainable development: changing production patterns, social equity and the environment*, 1991, 146 pp.
- 32 *Equidad y transformación productiva: un enfoque integrado*, 1993, 254 pp.
- 33 *Educación y conocimiento: eje de la transformación productiva con equidad*, 1992, 269 pp.
- 33 *Education and knowledge: basic pillars of changing production patterns with social equity*, 1993, 257 pp.
- 34 *Ensayos sobre coordinación de políticas macroeconómicas*, 1992, 249 pp.
- 35 *Población, equidad y transformación productiva*, 1993, 2ª ed. 1995, 158 pp.
- 35 *Population, social equity and changing production patterns*, 1993, 153 pp.
- 36 *Cambios en el perfil de las familias. La experiencia regional*, 1993, 434 pp.
- 37 *Familia y futuro: un programa regional en América Latina y el Caribe*, 1994, 137 pp.
- 37 *Family and future. A regional programme in Latin America and the Caribbean*, 1995, 123 pp.
- 38 *Imágenes sociales de la modernización y la transformación tecnológica*, 1995, 198 pp.

- 39 *El regionalismo abierto en América Latina y el Caribe*, 1994, 109 pp.
- 39 ***Open regionalism in Latin America and the Caribbean***, 1994, 103 pp.
- 40 *Políticas para mejorar la inserción en la economía mundial*, 1995, 314 pp.
- 40 ***Policies to improve linkages with the global economy***, 1995, 308 pp.
- 41 *Las relaciones económicas entre América Latina y la Unión Europea: el papel de los servicios exteriores*, 1996, 300 pp.
- 42 *Fortalecer el desarrollo. Interacciones entre macro y microeconomía*, 1996, 116 pp.
- 42 ***Strengthening development. The interplay of macro- and microeconomics***, 1996, 116 pp.
- 43 *Quince años de desempeño económico. América Latina y el Caribe, 1980-1995*, 1996, 120 pp.
- 43 ***The economic experience of the last fifteen years. Latin America and the Caribbean, 1980-1995***, 1996, 120 pp.
- 44 *La brecha de la equidad. América Latina, el Caribe y la cumbre social*, 1997, 218 pp.
- 44 ***The equity gap. Latin America, the Caribbean and the social summit***, 1997, 219 pp.
- 45 *La grieta de las drogas*, 1997, 218 pp.

SERIES MONOGRÁFICAS

Cuadernos de la C E P A L

- 1 *América Latina: el nuevo escenario regional y mundial / Latin America: the new regional and world setting*, (bilingüe), 1975, 2ª ed. 1985, 103 pp.
- 2 *Las evoluciones regionales de la estrategia internacional del desarrollo*, 1975, 2ª ed. 1984, 73 pp.
- 2 ***Regional appraisals of the international development strategy***, 1975, 2ª ed. 1985, 82 pp.
- 3 *Desarrollo humano, cambio social y crecimiento en América Latina*, 1975, 2ª ed. 1984, 103 pp.
- 4 *Relaciones comerciales, crisis monetaria e integración económica en América Latina*, 1975, 85 pp.
- 5 *Síntesis de la segunda evaluación regional de la estrategia internacional del desarrollo*, 1975, 72 pp.
- 6 *Dinero de valor constante. Concepto, problemas y experiencias*, por Jorge Rose, 1975, 2ª ed. 1984, 43 pp.
- 7 *La coyuntura internacional y el sector externo*, 1975, 2ª ed. 1983, 106 pp.
- 8 *La industrialización latinoamericana en los años setenta*, 1975, 2ª ed. 1984, 116 pp.
- 9 *Dos estudios sobre inflación 1972-1974. La inflación en los países centrales. América Latina y la inflación importada*, 1975, 2ª ed. 1984, 57 pp.
- s/n ***Canada and the foreign firm***, D. Pollock, 1976, 43 pp.
- 10 *Reactivación del mercado común centroamericano*, 1976, 2ª ed. 1984, 149 pp.
- 11 *Integración y cooperación entre países en desarrollo en el ámbito agrícola*, por Germánico Salgado, 1976, 2ª ed. 1985, 62 pp.
- 12 *Temas del nuevo orden económico internacional*, 1976, 2ª ed. 1984, 85 pp.
- 13 *En torno a las ideas de la CEPAL: desarrollo, industrialización y comercio exterior*, 1977, 2ª ed. 1985, 57 pp.
- 14 *En torno a las ideas de la CEPAL: problemas de la industrialización en América Latina*, 1977, 2ª ed. 1984, 46 pp.
- 15 *Los recursos hidráulicos de América Latina. Informe regional*, 1977, 2ª ed. 1984, 75 pp.
- 15 ***The water resources of Latin America. Regional report***, 1977, 2ª ed. 1985, 79 pp.
- 16 *Desarrollo y cambio social en América Latina*, 1977, 2ª ed. 1984, 59 pp.
- 17 *Estrategia internacional de desarrollo y establecimiento de un nuevo orden económico internacional*, 1977, 3ª ed. 1984, 61 pp.

- 17 *International development strategy and establishment of a new international economic order*, 1977, 3ª ed. 1985, 59 pp.
- 18 *Raíces históricas de las estructuras distributivas de América Latina*, por A. di Filippo, 1977, 2ª ed. 1983, 64 pp.
- 19 *Dos estudios sobre endeudamiento externo*, por C. Massad y R. Zahler, 1977, 2ª ed. 1986, 66 pp.
- s/n *United States - Latin American trade and financial relations: some policy recommendations*, S. Weintraub, 1977, 44 pp.
- 20 *Tendencias y proyecciones a largo plazo del desarrollo económico de América Latina*, 1978, 3ª ed. 1985, 134 pp.
- 21 *25 años en la agricultura de América Latina: rasgos principales 1950-1975*, 1978, 2ª ed. 1983, 124 pp.
- 22 *Notas sobre la familia como unidad socioeconómica*, por Carlos A. Borsotti, 1978, 2ª ed. 1984, 60 pp.
- 23 *La organización de la información para la evaluación del desarrollo*, por Juan Sourrouille, 1978, 2ª ed. 1984, 61 pp.
- 24 *Contabilidad nacional a precios constantes en América Latina*, 1978, 2ª ed. 1983, 60 pp.
- s/n *Energy in Latin America: The Historical Record*, J. Mullen, 1978, 66 pp.
- 25 *Ecuador: desafíos y logros de la política económica en la fase de expansión petrolera*, 1979, 2ª ed. 1984, 153 pp.
- 26 *Las transformaciones rurales en América Latina: ¿desarrollo social o marginación?*, 1979, 2ª ed. 1984, 160 pp.
- 27 *La dimensión de la pobreza en América Latina*, por Oscar Altimir, 1979, 2ª ed. 1983, 89 pp.
- 28 *Organización institucional para el control y manejo de la deuda externa. El caso chileno*, por Rodolfo Hoffman, 1979, 35 pp.
- 29 *La política monetaria y el ajuste de la balanza de pagos: tres estudios*, 1979, 2ª ed. 1984, 61 pp.
- 29 *Monetary policy and balance of payments adjustment: three studies*, 1979, 60 pp.
- 30 *América Latina: las evaluaciones regionales de la estrategia internacional del desarrollo en los años setenta*, 1979, 2ª ed. 1982, 237 pp.
- 31 *Educación, imágenes y estilos de desarrollo*, por G. Rama, 1979, 2ª ed. 1982, 72 pp.
- 32 *Movimientos internacionales de capitales*, por R. H. Arriazu, 1979, 2ª ed. 1984, 90 pp.
- 33 *Informe sobre las inversiones directas extranjeras en América Latina*, por A. E. Calcagno, 1980, 2ª ed. 1982, 114 pp.
- 34 *Las fluctuaciones de la industria manufacturera argentina, 1950-1978*, por D. Heymann, 1980, 2ª ed. 1984, 234 pp.
- 35 *Perspectivas de reajuste industrial: la Comunidad Económica Europea y los países en desarrollo*, por B. Evers, G. de Groot y W. Wagenmans, 1980, 2ª ed. 1984, 69 pp.
- 36 *Un análisis sobre la posibilidad de evaluar la solvencia crediticia de los países en desarrollo*, por A. Saieh, 1980, 2ª ed. 1984, 82 pp.
- 37 *Hacia los censos latinoamericanos de los años ochenta*, 1981, 146 pp.
- s/n *The economic relations of Latin America with Europe*, 1980, 2ª ed. 1983, 156 pp.
- 38 *Desarrollo regional argentino: la agricultura*, por J. Martín, 1981, 2ª ed. 1984, 111 pp.
- 39 *Estratificación y movilidad ocupacional en América Latina*, por C. Filgueira y C. Geneletti, 1981, 2ª ed. 1985, 162 pp.
- 40 *Programa de acción regional para América Latina en los años ochenta*, 1981, 2ª ed. 1984, 62 pp.
- 40 *Regional programme of action for Latin America in the 1980s*, 1981, 2ª ed. 1984, 57 pp.

- 41 *El desarrollo de América Latina y sus repercusiones en la educación. Alfabetismo y escolaridad básica*, 1982, 246 pp.
- 42 *América Latina y la economía mundial del café*, 1982, 95 pp.
- 43 *El ciclo ganadero y la economía argentina*, 1983, 160 pp.
- 44 *Las encuestas de hogares en América Latina*, 1983, 122 pp.
- 45 *Las cuentas nacionales en América Latina y el Caribe*, 1983, 100 pp.
- 45 ***National accounts in Latin America and the Caribbean***, 1983, 97 pp.
- 46 *Demanda de equipos para generación, transmisión y transformación eléctrica en América Latina*, 1983, 193 pp.
- 47 *La economía de América Latina en 1982: evolución general, política cambiaria y renegociación de la deuda externa*, 1984, 104 pp.
- 48 *Políticas de ajuste y renegociación de la deuda externa en América Latina*, 1984, 102 pp.
- 49 *La economía de América Latina y el Caribe en 1983: evolución general, crisis y procesos de ajuste*, 1985, 95 pp.
- 49 ***The economy of Latin America and the Caribbean in 1983: main trends, the impact of the crisis and the adjustment processes***, 1985, 93 pp.
- 50 *La CEPAL, encarnación de una esperanza de América Latina*, por Hernán Santa Cruz, 1985, 77 pp.
- 51 *Hacia nuevas modalidades de cooperación económica entre América Latina y el Japón*, 1986, 233 pp.
- 51 ***Towards new forms of economic co-operation between Latin America and Japan***, 1987, 245 pp.
- 52 *Los conceptos básicos del transporte marítimo y la situación de la actividad en América Latina*, 1986, 112 pp.
- 52 ***Basic concepts of maritime transport and its present status in Latin America and the Caribbean***, 1987, 114 pp.
- 53 *Encuestas de ingresos y gastos. Conceptos y métodos en la experiencia latinoamericana*. 1986, 128 pp.
- 54 *Crisis económica y políticas de ajuste, estabilización y crecimiento*, 1986, 123 pp.
- 54 ***The economic crisis: Policies for adjustment, stabilization and growth***, 1986, 125 pp.
- 55 *El desarrollo de América Latina y el Caribe: escollos, requisitos y opciones*, 1987, 184 pp.
- 55 ***Latin American and Caribbean development: obstacles, requirements and options***, 1987, 184 pp.
- 56 *Los bancos transnacionales y el endeudamiento externo en la Argentina*, 1987, 112 pp.
- 57 *El proceso de desarrollo de la pequeña y mediana empresa y su papel en el sistema industrial: el caso de Italia*, 1988, 112 pp.
- 58 *La evolución de la economía de América Latina en 1986*, 1988, 99 pp.
- 58 ***The evolution of the Latin American Economy in 1986***, 1988, 95 pp.
- 59 ***Protectionism: regional negotiation and defence strategies***, 1988, 261 pp.
- 60 *Industrialización en América Latina: de la "caja negra" al "casillero vacío"*, por F. Fajnzylber, 1989, 2ª ed. 1990, 176 pp.
- 60 ***Industrialization in Latin America: from the "Black Box" to the "Empty Box"***, F. Fajnzylber, 1990, 172 pp.
- 61 *Hacia un desarrollo sostenido en América Latina y el Caribe: restricciones y requisitos*, 1989, 94 pp.
- 61 ***Towards sustained development in Latin America and the Caribbean: restrictions and requisites***, 1989, 93 pp.

- 62 *La evolución de la economía de América Latina en 1987*, 1989, 87 pp.
- 62 *The evolution of the Latin American economy in 1987*, 1989, 84 pp.
- 63 *Elementos para el diseño de políticas industriales y tecnológicas en América Latina*, 1990, 2ª ed. 1991, 172 pp.
- 64 *La industria de transporte regular internacional y la competitividad del comercio exterior de los países de América Latina y el Caribe*, 1989, 132 pp.
- 64 *The international common-carrier transportation industry and the competitiveness of the foreign trade of the countries of Latin America and the Caribbean*, 1989, 116 pp.
- 65 *Cambios estructurales en los puertos y la competitividad del comercio exterior de América Latina y el Caribe*, 1991, 141 pp.
- 65 *Structural Changes in Ports and the Competitiveness of Latin American and Caribbean Foreign Trade*, 1990, 126 pp.
- 66 *The Caribbean: one and divisible*, 1993, 207 pp.
- 67 *La transferencia de recursos externos de América Latina en la posguerra*, 1991, 92 pp.
- 67 *Postwar transfer of resources abroad by Latin America*, 1992, 90 pp.
- 68 *La reestructuración de empresas públicas: el caso de los puertos de América Latina y el Caribe*, 1992, 148 pp.
- 68 *The restructuring of public-sector enterprises: the case of Latin American and Caribbean ports*, 1992, 129 pp.
- 69 *Las finanzas públicas de América Latina en la década de 1980*, 1993, 100 pp.
- 69 *Public Finances in Latin America in the 1980s*, 1993, 96 pp.
- 70 *Canales, cadenas, corredores y competitividad: un enfoque sistémico y su aplicación a seis productos latinoamericanos de exportación*, 1993, 183 pp.
- 71 *Focalización y pobreza*, 1995, 249 pp.
- 72 *Productividad de los pobres rurales y urbanos*, 1995, 318 pp.
- 73 *El gasto social en América Latina: un examen cuantitativo y cualitativo*, 1995, 167 pp.
- 74 *América Latina y el Caribe: dinámica de la población y desarrollo*, 1995, 151 pp.
- 75 *Crecimiento de la población y desarrollo*, 1995, 95 pp.
- 76 *Dinámica de la población y desarrollo económico*, 1995, (en prensa).
- 77 *La reforma laboral y la participación privada en los puertos del sector público*, 1996, 168 pp.
- 77 *Labour reform and private participation in public-sector ports*, 1996, 160 pp.
- 78 *Centroamérica y el TLC: efectos inmediatos e implicaciones futuras*, 1996, 164 pp.
- 79 *Ciudadanía y derechos humanos desde la perspectiva de las políticas públicas*, 1997, 124 pp.
- 81 *La apertura económica y el desarrollo agrícola en América Latina y el Caribe*, 1997, 136 pp.
- 82 *A dinâmica do Setor Saúde no Brasil*, 1997, 220 pp.

Cuadernos Estadísticos de la C E P A L

- 1 *América Latina: relación de precios del intercambio*, 1976, 2ª ed. 1984, 66 pp.
- 2 *Indicadores del desarrollo económico y social en América Latina*, 1976, 2ª ed. 1984, 179 pp.
- 3 *Series históricas del crecimiento de América Latina*, 1978, 2ª ed. 1984, 206 pp.
- 4 *Estadísticas sobre la estructura del gasto de consumo de los hogares según finalidad del gasto, por grupos de ingreso*, 1978, 110 pp. (Agotado, reemplazado por N° 8)
- 5 *El balance de pagos de América Latina, 1950-1977*, 1979, 2ª ed. 1984, 164 pp.
- 6 *Distribución regional del producto interno bruto sectorial en los países de América Latina*, 1981, 2ª ed. 1985, 68 pp.
- 7 *Tablas de insumo-producto en América Latina*, 1983, 383 pp.

- 8 *Estructura del gasto de consumo de los hogares según finalidad del gasto, por grupos de ingreso*, 1984, 146 pp.
- 9 *Origen y destino del comercio exterior de los países de la Asociación Latinoamericana de Integración y del Mercado Común Centroamericano*, 1985, 546 pp.
- 10 *América Latina: balance de pagos, 1950-1984*, 1986, 357 pp.
- 11 *El comercio exterior de bienes de capital en América Latina*, 1986, 288 pp.
- 12 *América Latina: Índices de comercio exterior, 1970-1984*, 1987, 355 pp.
- 13 *América Latina: comercio exterior según la clasificación industrial internacional uniforme de todas las actividades económicas*, 1987, Vol. I, 675 pp; Vol. II, 675 pp.
- 14 *La distribución del ingreso en Colombia. Antecedentes estadísticos y características socioeconómicas de los receptores*, 1988, 156 pp.
- 15 *América Latina y el Caribe: series regionales de cuentas nacionales a precios constantes de 1980, 1991*, 245 pp.
- 16 *Origen y destino del comercio exterior de los países de la Asociación Latinoamericana de Integración*, 1991, 190 pp.
- 17 *Comercio intrazonal de los países de la Asociación de Integración, según capítulos de la clasificación uniforme para el comercio internacional, revisión 2*, 1992, 299 pp.
- 18 *Clasificaciones estadísticas internacionales incorporadas en el Banco de Datos del Comercio Exterior de América Latina y el Caribe de la CEPAL*, 1993, 313 pp.
- 19 *América Latina: comercio exterior según la clasificación industrial internacional uniforme de todas las actividades económicas (CIIU) - Volumen I - Exportaciones*, 1993, 285 pp.
- 19 *América Latina: comercio exterior según la clasificación industrial internacional uniforme de todas las actividades económicas (CIIU) - Volumen II - Importaciones*, 1993, 291 pp.
- 20 *Dirección del comercio exterior de América Latina y el Caribe según principales productos y grupos de productos, 1970-1992*, 1994, 483 pp.
- 21 *Estructura del gasto de consumo de los hogares en América Latina*, 1995, 274 pp.
- 22 *América Latina y el Caribe: dirección del comercio exterior de los principales productos alimenticios y agrícolas según países de destino y procedencia, 1979-1993*, 1995, 224 pp.
- 23 *América Latina y el Caribe: series regionales y oficiales de cuentas nacionales, 1950-1994*, 1996, 130 pp.
- 24 *Chile: comercio exterior según grupos de la Clasificación Uniforme para el Comercio Internacional, Rev. 3, y países de destino y procedencia, 1990-1995*, 1996, 480 pp.

Estudios e Informes de la CEPAL

- 1 *Nicaragua: el impacto de la mutación política*, 1981, 2ª ed. 1982, 126 pp.
- 2 *Perú 1968-1977: la política económica en un proceso de cambio global*, 1981, 2ª ed. 1982, 166 pp.
- 3 *La industrialización de América Latina y la cooperación internacional*, 1981, 170 pp. (Agotado, no será reimpreso.)
- 4 *Estilos de desarrollo, modernización y medio ambiente en la agricultura latinoamericana*, 1981, 4ª ed. 1984, 130 pp.
- 5 *El desarrollo de América Latina en los años ochenta*, 1981, 2ª ed. 1982, 153 pp.
- 5 *Latin American development in the 1980s*, 1981, 2ª ed. 1982, 134 pp.
- 6 *Proyecciones del desarrollo latinoamericano en los años ochenta*, 1981, 3ª ed. 1985, 96 pp.
- 6 *Latin American development projections for the 1980s*, 1982, 2ª ed. 1983, 89 pp.

- 7 *Las relaciones económicas externas de América Latina en los años ochenta*, 1981, 2ª ed. 1982, 180 pp.
- 8 *Integración y cooperación regionales en los años ochenta*, 1982, 2ª ed. 1982, 174 pp.
- 9 *Estrategias de desarrollo sectorial para los años ochenta: industria y agricultura*, 1981, 2ª ed. 1985, 100 pp.
- 10 *Dinámica del subempleo en América Latina*. PREALC, 1981, 2ª ed. 1985, 101 pp.
- 11 *Estilos de desarrollo de la industria manufacturera y medio ambiente en América Latina*, 1982, 2ª ed. 1984, 178 pp.
- 12 *Relaciones económicas de América Latina con los países miembros del "Consejo de Asistencia Mutua Económica"*, 1982, 154 pp.
- 13 *Campesinado y desarrollo agrícola en Bolivia*, 1982, 175 pp.
- 14 *El sector externo: indicadores y análisis de sus fluctuaciones. El caso argentino*, 1982, 2ª ed. 1985, 216 pp.
- 15 *Ingeniería y consultoría en Brasil y el Grupo Andino*, 1982, 320 pp.
- 16 *Cinco estudios sobre la situación de la mujer en América Latina*, 1982, 2ª ed. 1985, 178 pp.
- 16 *Five studies on the situation of women in Latin America*, 1983, 2ª ed. 1984, 188 pp.
- 17 *Cuentas nacionales y producto material en América Latina*, 1982, 129 pp.
- 18 *El financiamiento de las exportaciones en América Latina*, 1983, 212 pp.
- 19 *Medición del empleo y de los ingresos rurales*, 1982, 2ª ed. 1983, 173 pp.
- 19 *Measurement of employment and income in rural areas*, 1983, 184 pp.
- 20 *Efectos macroeconómicos de cambios en las barreras al comercio y al movimiento de capitales: un modelo de simulación*, 1982, 68 pp.
- 21 *La empresa pública en la economía: la experiencia argentina*, 1982, 2ª ed. 1985, 134 pp.
- 22 *Las empresas transnacionales en la economía de Chile, 1974-1980*, 1983, 178 pp.
- 23 *La gestión y la informática en las empresas ferroviarias de América Latina y España*, 1983, 195 pp.
- 24 *Establecimiento de empresas de reparación y mantenimiento de contenedores en América Latina y el Caribe*, 1983, 314 pp.
- 24 *Establishing container repair and maintenance enterprises in Latin America and the Caribbean*, 1983, 236 pp.
- 25 *Agua potable y saneamiento ambiental en América Latina, 1981-1990 / Drinking water supply and sanitation in Latin America, 1981-1990* (bilingüe), 1983, 140 pp.
- 26 *Los bancos transnacionales, el estado y el endeudamiento externo en Bolivia*, 1983, 282 pp.
- 27 *Política económica y procesos de desarrollo. La experiencia argentina entre 1976 y 1981*, 1983, 157 pp.
- 28 *Estilos de desarrollo, energía y medio ambiente: un estudio de caso exploratorio*, 1983, 129 pp.
- 29 *Empresas transnacionales en la industria de alimentos. El caso argentino: cereales y carne*, 1983, 93 pp.
- 30 *Industrialización en Centroamérica, 1960-1980*, 1983, 168 pp.
- 31 *Dos estudios sobre empresas transnacionales en Brasil*, 1983, 141 pp.
- 32 *La crisis económica internacional y su repercusión en América Latina*, 1983, 81 pp.
- 33 *La agricultura campesina en sus relaciones con la industria*, 1984, 120 pp.
- 34 *Cooperación económica entre Brasil y el Grupo Andino: el caso de los minerales y metales no ferrosos*, 1983, 148 pp.
- 35 *La agricultura campesina y el mercado de alimentos: la dependencia externa y sus efectos en una economía abierta*, 1984, 201 pp.

- 36 *El capital extranjero en la economía peruana, 1984, 178 pp.*
- 37 *Dos estudios sobre política arancelaria, 1984, 96 pp.*
- 38 *Estabilización y liberalización económica en el Cono Sur, 1984, 193 pp.*
- 39 *La agricultura campesina y el mercado de alimentos: el caso de Haití y el de la República Dominicana, 1984, 255 pp.*
- 40 *La industria siderúrgica latinoamericana: tendencias y potencial, 1984, 280 pp.*
- 41 *La presencia de las empresas transnacionales en la economía ecuatoriana, 1984, 77 pp.*
- 42 *Precios, salarios y empleo en la Argentina: estadísticas económicas de corto plazo, 1984, 378 pp.*
- 43 *El desarrollo de la seguridad social en América Latina, 1985, 348 pp.*
- 44 *Market structure, firm size and Brazilian exports, 1985, 104 pp.*
- 45 *La planificación del transporte en países de América Latina, 1985, 247 pp.*
- 46 *La crisis en América Latina: su evaluación y perspectivas, 1985, 119 pp.*
- 47 *La juventud en América Latina y el Caribe, 1985, 181 pp.*
- 48 *Desarrollo de los recursos mineros de América Latina, 1985, 145 pp.*
- 48 *Development of the mining resources of Latin America, 1989, 160 pp.*
- 49 *Las relaciones económicas internacionales de América Latina y la cooperación regional, 1985, 224 pp.*
- 50 *América Latina y la economía mundial del algodón, 1985, 122 pp.*
- 51 *Comercio y cooperación entre países de América Latina y países miembros del CAME, 1985, 90 pp.*
- 52 *Trade relations between Brazil and the United States, 1985, 148 pp.*
- 53 *Los recursos hídricos de América Latina y el Caribe y su aprovechamiento, 1985, 138 pp.*
- 53 *The water resources of Latin America and the Caribbean and their utilization, 1985, 135 pp.*
- 54 *La pobreza en América Latina: dimensiones y políticas, 1985, 155 pp.*
- 55 *Políticas de promoción de exportaciones en algunos países de América Latina, 1985, 207 pp.*
- 56 *Las empresas transnacionales en la Argentina, 1986, 222 pp.*
- 57 *El desarrollo frutícola y forestal en Chile y sus derivaciones sociales, 1986, 227 pp.*
- 58 *El cultivo del algodón y la soya en el Paraguay y sus derivaciones sociales, 1986, 141 pp.*
- 59 *Expansión del cultivo de la caña de azúcar y de la ganadería en el nordeste del Brasil un examen del papel de la política pública y de sus derivaciones económicas y sociales, 1986, 164 pp.*
- 60 *Las empresas transnacionales en el desarrollo colombiano, 1986, 212 pp.*
- 61 *Las empresas transnacionales en la economía del Paraguay, 1987, 115 pp.*
- 62 *Problemas de la industria latinoamericana en la fase crítica, 1986, 113 pp.*
- 63 *Relaciones económicas internacionales y cooperación regional de América Latina y el Caribe, 1987, 272 pp.*
- 63 *International economic relations and regional co-operation in Latin America and the Caribbean, 1987, 267 pp.*
- 64 *Tres ensayos sobre inflación y políticas de estabilización, 1986, 201 pp.*
- 65 *La industria farmacéutica y farmoquímica: desarrollo histórico y posibilidades futuras. Argentina, Brasil y México, 1987, 177 pp.*
- 66 *Dos estudios sobre América Latina y el Caribe y la economía internacional, 1987, 125 pp.*
- 67 *Reestructuración de la industria automotriz mundial y perspectivas para América Latina, 1987, 232 pp.*

- 68 *Cooperación latinoamericana en servicios: antecedentes y perspectivas*, 1988, 155 pp.
- 69 *Desarrollo y transformación: estrategia para superar la pobreza*, 1988, 114 pp.
- 69 *Development and change: strategies for vanquishing poverty*, 1988, 114 pp.
- 70 *La evolución económica del Japón y su impacto en América Latina*, 1988, 88 pp.
- 70 *The economic evolution of Japan and its impact on Latin America*, 1990, 79 pp.
- 71 *La gestión de los recursos hídricos en América Latina y el Caribe*, 1989, 256 pp.
- 72 *La evolución del problema de la deuda externa en América Latina y el Caribe*, 1988, 77 pp.
- 72 *The evolution of the external debt problem in Latin America and the Caribbean*, 1988, 69 pp.
- 73 *Agricultura, comercio exterior y cooperación internacional*, 1988, 83 pp.
- 73 *Agriculture, external trade and international co-operation*, 1989, 79 pp.
- 74 *Reestructuración industrial y cambio tecnológico: consecuencias para América Latina*, 1989, 105 pp.
- 75 *El medio ambiente como factor de desarrollo*, 1989, 2ª ed. 1991, 123 pp.
- 76 *El comportamiento de los bancos transnacionales y la crisis internacional de endeudamiento*, 1989, 214 pp.
- 76 *Transnational bank behaviour and the international debt crisis*, 1989, 198 pp.
- 77 *Los recursos hídricos de América Latina y del Caribe: planificación, desastres naturales y contaminación*, 1990, 266 pp.
- 77 *The water resources of Latin America and the Caribbean - Planning hazards and pollution*, 1990, 252 pp.
- 78 *La apertura financiera en Chile y el comportamiento de los bancos transnacionales*, 1990, 132 pp.
- 79 *La industria de bienes de capital en América Latina y el Caribe: su desarrollo en un marco de cooperación regional*, 1991, 235 pp.
- 80 *Impacto ambiental de la contaminación hídrica producida por la Refinería Estatal Esmeraldas: análisis técnico-económico*, 1991, 189 pp.
- 81 *Magnitud de la pobreza en América Latina en los años ochenta*, 1991, 177 pp.
- 82 *América Latina y el Caribe: el manejo de la escasez de agua*, 1991, 148 pp.
- 83 *Reestructuración y desarrollo de la industria automotriz mexicana en los años ochenta: evolución y perspectivas*, 1992, 191 pp.
- 84 *La transformación de la producción en Chile: cuatro ensayos de interpretación*, 1993, 372 pp.
- 85 *Inversión extranjera y empresas transnacionales en la economía de Chile (1974-1989) Proyectos de inversión y estrategias de las empresas transnacionales*, 1992, 257 pp.
- 86 *Inversión extranjera y empresas transnacionales en la economía de Chile (1974-1989) El papel del capital extranjero y la estrategia nacional de desarrollo*, 1992, 163 pp.
- 87 *Análisis de cadenas agroindustriales en Ecuador y Perú*, 1993, 294 pp.
- 88 *El comercio de manufacturas de América Latina. Evolución y estructura 1962-1989*, 1993, 150, pp.
- 89 *El impacto económico y social de las migraciones en Centroamérica*, 1993, 78 pp.
- 90 *El papel de las empresas transnacionales en la reestructuración industrial de Colombia: una síntesis*, 1993, 131 pp.
- 91 *Las empresas transnacionales de una economía en transición: La experiencia argentina en los años ochenta*, 1995, 193 pp.
- 92 *Reestructuración y desarrollo productivo: desafío y potencial para los años noventa*, 1994, 108 pp.

- 93 *Comercio internacional y medio ambiente. La discusión actual*, 1995, 112 pp.
- 94 *Innovación en tecnologías y sistemas de gestión ambientales en empresas líderes latinoamericanas*, 1995, 206 pp.
- 95 *México: la industria maquiladora*, 1996, 237 pp.

Serie INFOPLAN: Temas Especiales del Desarrollo

- 1 *Resúmenes de documentos sobre deuda externa*, 1986, 324 pp.
- 2 *Resúmenes de documentos sobre cooperación entre países en desarrollo*, 1986, 189 pp.
- 3 *Resúmenes de documentos sobre recursos hídricos*, 1987, 290 pp.
- 4 *Resúmenes de documentos sobre planificación y medio ambiente*, 1987, 111 pp.
- 5 *Resúmenes de documentos sobre integración económica en América Latina y el Caribe*, 1987, 273 pp.
- 6 *Resúmenes de documentos sobre cooperación entre países en desarrollo*, II parte, 1988, 146 pp.
- 7 *Documentos sobre privatización con énfasis en América Latina*, 1991, 82 pp.
- 8 *Reseñas de documentos sobre desarrollo ambientalmente sustentable*, 1992, 217 pp.
- 9 *MERCOSUR: resúmenes de documentos*, 1993, 119 pp.
- 10 *Políticas sociales: resúmenes de documentos*, 1995, 95 pp.
- 11 *Modernización del Estado: resúmenes de documentos*, 1995, 73 pp.
- 12 *Gestión de la información: reseñas de documentos*, 1996, 152 pp.
- 13 *Políticas sociales: resúmenes de documentos II*, 1997, 80 pp.

كيفية الحصول على منشورات الأمم المتحدة

يمكن الحصول على منشورات الأمم المتحدة من المكتبات ودور التجزيع في جميع أنحاء العالم. استلم منها من المكتبة التي تحصل منها أو اكتب إلى : الأمم المتحدة، قسم البيع في نيويورك أو في جنيف.

如何向联合国出版部

联合国出版部在全世界均有书店和书报亭出售。向书店或书报亭或向联合国出版部索取均可。

HOW TO OBTAIN UNITED NATIONS PUBLICATIONS

United Nations publications may be obtained from bookstores and distributors throughout the world. Consult your bookstore or write to: United Nations, Sales Section, New York or Geneva.

COMMENT SE PROCURER LES PUBLICATIONS DES NATIONS UNIES

Les publications des Nations Unies sont en vente dans les librairies et les agences dépositaires du monde entier. Informez-vous auprès de votre libraire ou adressez-vous à : Nations Unies, Section des ventes, New York ou Genève.

КАК ПОЛУЧИТЬ ИЗДАНИЯ ОРГАНИЗАЦИИ ОБЪЕДИНЕННЫХ НАЦИЙ

Издания Организации Объединенных Наций можно купить в книжных магазинах и агентствах во всех районах мира. Напишите справки об изданиях в вашем книжном магазине или пишите по адресу: Организация Объединенных Наций, Секция по продаже изданий, Нью-Йорк или Женева.

COMO CONSEGUIR PUBLICACIONES DE LAS NACIONES UNIDAS

Las publicaciones de las Naciones Unidas están en venta en librerías y casas distribuidoras en todas partes del mundo. Consulte a su librero o diríjase a: Naciones Unidas, Sección de Ventas, Nueva York o Ginebra.

Las publicaciones de la Comisión Económica para América Latina y el Caribe (CEPAL) y las del Instituto Latinoamericano y del Caribe de Planificación Económica y Social (ILPES) se pueden adquirir a los distribuidores locales o directamente a través de:

Publicaciones de las Naciones Unidas
Sección de Ventas - DC-2-0853
Fax (212)963-3489
E-mail: publications@un.org
Nueva York, NY, 10017
Estados Unidos de América

Publicaciones de las Naciones Unidas
Sección de Ventas, Fax (22)917-0027
Palais des Nations
1211 Ginebra 10, Suiza

Unidad de Distribución
CEPAL - Casilla 179-D
Fax (562)208-1946
E-mail: publications@eclac.cl
Santiago de Chile

Publications of the Economic Commission for Latin America and the Caribbean (ECLAC) and those of the Latin American and the Caribbean Institute for Economic and Social Planning (ILPES) can be ordered from your local distributor or directly through:

United Nations Publications
Sales Sections, DC-2-0853
Fax (212)963-3489
E-mail: publications@un.org
New York, NY, 10017
USA

United Nations Publications
Sales Sections, Fax (22)917-0027
Palais des Nations
1211 Geneva 10, Switzerland

Distribution Unit
CEPAL - Casilla 179-D
Fax (562)208-1946
E-mail: publications@eclac.cl
Santiago, Chile

Primera edición

Impreso en Naciones Unidas - Santiago de Chile - 98-3-285 - octubre de 1998 - 1 100
ISSN 0252-2195 - ISBN 92-1-321479-0 - S.98.II.G.12

Copyright © Naciones Unidas, 1998