

G) *Administración de los hidrocarburos por el gobierno central*

El fenómeno de la descentralización, que en muchos países ha dado lugar a la formación de entes estatales o nacionales, de distinta naturaleza, y al reparto de competencias, sujeto desde luego, a directivas del Poder Ejecutivo, no se ha extendido al terreno de la exploración y explotación de hidrocarburos en otros países del continente, cuyas leyes sobre la materia aún asignan la función o responsabilidad de administrar dichos recursos a la administración pública —ministerios de Estado, secretarías de gobierno o autoridades subalternas— y confieren los derechos de exploración y explotación a empresas privadas, por lo general, extranjeras, mediante un régimen contractual o concesionario.

Las actividades relacionadas con la exploración y explotación se producen, por consiguiente, dentro del contexto de una relación directa entre el gobierno y las empresas interesadas. Las figuras del *permiso de reconocimiento, licencia o concesión de exploración y explotación* y el *derecho petrolero asignado mediante contrato*, lo mismo que el *lease* ponen de manifiesto que el riesgo, y por ende un importante beneficio, corresponden a las empresas privadas interesadas en estas actividades, las que, a su vez, pagan derechos, cánones por superficie, y de haber producción comercial, regalías e impuestos sobre la renta o sobre sus utilidades al Estado.

Las etapas de reconocimiento superficial, exploración y explotación, se encuentran diferenciadas en las distintas legislaciones, de manera que las empresas directamente vinculadas o asociadas con esas actividades son las que subcontratan determinada operación, como puede ser el relevamiento de datos, estudios sísmicos, interpretación de datos, e incluso, perforaciones exploratorias.

La relación entre la empresa contratista o concesionaria con el Estado es una, determinada por el permiso, licencia, concesión o contrato, y la relación entre la empresa contratista o concesionaria con terceros, para efectos de ejecución, es otra. Estas últimas no conllevan traslado, traspaso o cesión de derechos a favor del subcontratista, porque de haberlo, se requiere previa autorización de la autoridad responsable del país donde dichas actividades tengan lugar. De consiguiente, las distintas modalidades contractuales *entre empresas* resultan ser similares a las que se presentan entre un ente estatal o nacional y las empresas de servicios o de obras, y también, pueden darse algunas modalidades *asociativas* entre la empresa contratista o concesionaria y la o las empresas que ejecutan directamente algunas de esas actividades, con carácter de operadoras, similares a las que se dan entre los entes y las empresas. El Estado mantiene,

sin embargo, su relación directa con el contratista o concesionario, salvo que ésta expresamente se amplíe a la figura asociativa creada por el contratista o concesionario.

La relación entre el Estado (gobierno) y la empresa contratista o concesionaria para los efectos de exploración y subsiguiente explotación no se reduce, en todos los casos, a un marco estrecho por cuanto puede, como en el caso de Panamá, dar lugar a una relación contractual en la que se utilizan las mismas variantes que utilizan los países que cuentan con entes estatales o nacionales, es decir, contratos de operación o de servicio con riesgo y luego, participación activa en la producción y comercialización. En esta misma forma, el derecho petrolero establecido dentro de marcos contractuales, incluyendo el *lease*, pueden dar lugar a que la empresa o la asociación de empresas hagan partícipe al Estado, en los porcentajes convenidos, en la producción, entregándole al efecto su parte en especie o en dinero, cual acontece en Guatemala, República Dominicana, y en su variante asociativa —*joint venture*— en Trinidad y Tobago. También puede ceñirse al modelo conocido de simple relación directa entre el Estado y la empresa según la cual ésta se reduce a pagarle al Estado los cánones superficiales, regalías e impuestos establecidos. Mas cualquiera que sea la modalidad —contractual o concesionaria— siempre queda abierta la relación contractual entre el contratista o el concesionario y las empresas con las que subcontrata determinado servicio u obra.

La etapa exploratoria, de plazo reducido (de tres a seis años por lo general), conlleva ya la obligación de perforar determinado número de pozos o bien, efectuar una inversión fija, cuyo monto se estipula en el texto de la licencia, concesión o contrato, en tanto que al explotación es de plazo largo (de 10 a 40 años). Las empresas están obligadas a informar a las autoridades competentes de los progresos logrados, y a la vez permitir que las autoridades verifiquen dichos informes.

Si bien las empresas están obligadas a proporcionar a los gobiernos información técnica, entre otros, resultados de estudios sísmicos, aeromagnetométricos, geológicos y geofísicos sobre todas las áreas cubiertas por la exploración, el hecho es que los gobiernos, careciendo de suficientes recursos (financieros y humanos), les es difícil interpretar y evaluar toda esa información, y poder actuar subsiguientemente con mayor conocimiento de causa. Las exigencias energéticas han movido, sin embargo, a algunos gobiernos a asumir mayores responsabilidades en estos campos, y con ello, aceptar riesgos financieros, obteniendo para ello asistencia técnica de Naciones Unidas y de ciertos países, entre ellos: México, Venezuela, Brasil y Argentina, y también, recursos financieros de instituciones

internacionales como el Banco Mundial y el BID, para los efectos de contratar directamente con empresas calificadas cierto tipo de estudios básicos, al igual que lo hacen los entes estatales o nacionales. Costa Rica dio en este sentido en 1981 un paso significativo con el Banco Mundial, así como Haití con el Banco Interamericano de Desarrollo, en 1983.

Los países que se agrupan dentro del sistema de administración de los hidrocarburos son los siguientes:

HAITÍ

1. *Autoridad*: Secretaría de Estado de Minas y Recursos Energéticos creada por Decreto del 31 de octubre de 1978.
2. *Régimen*: El Estado puede emprender directamente las operaciones de exploración, explotación y comercialización como puede contratar con terceros, así como formar empresas mixtas. Ley del 18 de marzo de 1976.

PANAMÁ

1. *Autoridad*: Poder Ejecutivo.
2. *Régimen*: Contractual sujeto a aprobación del poder ejecutivo en cada caso con limitaciones sobre el dominio a favor del Estado. Contratos de operación y participación en la producción. Ley número 3 del 13 de febrero de 1975 aprobó contrato con Panama Exploration Inc. Participación en la producción más impuesto a la renta.

GUATEMALA

1. *Autoridad*: Ministerio de Energía y Minas —Decreto-ley 106-83.
2. *Régimen*:
 - a) *Permisos de exploración superficial*. Artículo 58, Decreto-ley 109-83 y su reglamento.
 - b) *Contractual*. Nuevo régimen legal establecido en virtud de la Ley de Hidrocarburos (Decreto-ley 109-83) que incluye:
 - i) *Contratos de servicios petroleros*, entre el gobierno y una empresa privada o entre un contratista de operaciones petroleras y una empresa privada o entre un contratista de operaciones petroleras y una empresa de servicios. Reglamento para la celebración de estos contratos del 20 de marzo de 1984.

- ii) *Contratos de operaciones petroleras*, entre el gobierno con una o más contratistas para llevar a cabo operaciones petroleras en el país. Reglamento de convocatoria para la celebración de contratos de exploración y explotación de hidrocarburos del 22 de marzo de 1984.
- iii) *Contratos de participación en la producción*. Artículo 66 de la Ley de Hidrocarburos-Decreto-ley 109-83 y reglamento arriba citado (ii).
- c) *Régimen tributario*: Reglamento del 31 de mayo de 1983.
- d) *Convenios y tratados de unificación* de yacimientos para efectos de explotación conjunta. Artículo 62, Decreto-ley 109-83.

REPÚBLICA DOMINICANA

1. *Autoridad*: Ministerio de Agricultura; Dirección General de Minería.
2. *Régimen*: Contractual, previsto en Ley de Petróleos, Decreto 4532 de 1952, reformado por Decreto 4833 de 1958; aprobación legislativa (Gaceta 14 de enero de 1978) de los siguientes contratos:
 - a) Petrolera Las Mercedes, S. A.; Resolución 704;
 - b) Quisqueya Oil Company; Resolución número 705;
 - c) Cariboil Corporation Stallwarth Oil and Gas y Texas Crude Inc.; Resolución 706;
 - d) Eastern Petroleum Dominicana, Eastern Petroleum Co. y Canadian Superior Oil Ltd.Participación entre el 20 y el 50%, más impuesto sobre la renta. Mientras dura la amortización de los gastos de exploración, sólo de pago el 50% de dicho impuesto.

HONDURAS

1. *Autoridad*: Ministerio de Recursos Naturales; Dirección General de Recursos Naturales.
2. *Régimen*: *Concesionario*. Ley de Petróleos, Decreto 4, del 25 de octubre de 1962. Reglamento, Acuerdo número 0021 del 12 de enero de 1963.
 - a) reconocimiento superficial;
 - b) concesión de exploración;
 - c) concesión de explotación —plazo 40 años—. Apareja derecho de transporte —oleoductos— refinería gas y petróleo. Pago de cánones por superficie y regalía 12.5% e impuesto sobre la renta;

- d) Concurso internacional: 12 de septiembre de 1977 para tres áreas fuera de costa.

BAHAMAS

1. *Autoridad*: Ministerio de Estado, responsable de Minería. Gobernador general aprueba los actos y contratos (*leases*).
2. *Régimen*: *Licencias y Leases* conforme al Petroleum Act de 1971, reformado por Act número 6 de 1978.
 - a) permisos de reconocimiento, no confieren licencia de exploración;
 - b) exploración: licencia por 3 años prorrogables por otro periodo igual;
 - c) explotación: *lease*, 10 años prorrogables. Se concede al comprobarse explotación comercial por el beneficiado de una licencia de exploración, previa licitación pública. Regalía del 12.50 del valor de venta en boca de pozo, más impuestos sobre la renta.

BARBADOS

1. *Órgano*: Ministerio de Estado responsable de Minerales.
2. *Régimen*: *Licencias y Leases*. Petroleum Winning Operations Act 1968-4- y Petroleum Winning operations Taxation act.
 - a) exploración: sistema de licencias;
 - b) explotación: sistema de *lease*.Aprobación administrativa sobre modelo de *leases*. Regalía no menor del 10% más impuesto sobre la renta y otros.

GUYANA

1. *Órgano*: Presidente de la República otorga licencias y *leases*. Ministro responsable de Minerales. Guyana National Energy Authority. Acta número 2 de 1981.
2. *Régimen*: *Licencias y leases*.
 - a) *Buscar y obtener petróleo*: (*License to search and get petroleum*) de dos clases: licencia de exploración, 2 años; y licencia de proyección de petróleo, para áreas de más de doscientas millas cuadradas por un plazo de cinco años prorrogables.
 - b) *Oil Mining lease*: para una área, y *Comprehensive Oil Mining lease* para dos o más áreas en la misma estructura. Rentas y rega-

lías 12.5% *ad valorem* en tierra firme (*on shore*) y 10% fuera de costa (*off shore*).

- c) Actividades *fuera de costa* sujetas al Maritime Boundaries Act de 1977.

TRINIDAD Y TOBAGO

1. *Órgano*: Ministro Responsable de Minerales.
2. *Régimen*: *Sistema de licencias*. Según se trate de derechos petroleros públicos (*public petroleum rights*) y derechos petroleros privados (*private petroleum rights*).
 - a) *Licencia de exploración*: sin derechos exclusivos, duración 3 años;
 - b) *Licencia de exploración y producción (derechos petroleros públicos)*: duración 6 años más veinticinco en caso de producción.
 - c) *Licencia de exploración y producción (derechos petroleros privados)*: duración 20 años prorrogable por veinte más.
 - d) *Licencia de refinación, oleoductos y transportes*: La licencia de exploración y producción de derechos pública conlleva obligación de gastos e inversiones durante los primeros tres años; cánones de superficie por acre; renta superficial en las tierras de la Corona y regalías a establecer por el gobierno en cada caso, más impuestos sobre la renta.
3. *Sistema del Joint Venture*: Trinidad Tesoro-Trimmar y Trintoc.

V. MODALIDADES ADMINISTRATIVAS Y CONCESIONARIAS DE EXPLORACIÓN Y EXPLOTACIÓN

- A) *Prospección-reconocimiento superficial-e investigación preliminar: permisos y licencias*

Aun cuando los distintos tipos o clases de reconocimiento superficial e investigación preliminar (estudios sísmicos, geológicos y geofísicos por ejemplo) pueden corresponder a una fase de exploración propiamente, y ser incluidos en concesiones o contratos, algunos sistemas tienden a separarlos de la exploración propiamente, usando para ello las figuras del permiso y la licencia o contratando la prestación o locación de servicios remunerados. En este sentido es conveniente señalar que los países que cuentan con entes estatales o nacionales utilizan la modalidad de contratos de locación de servicios, mientras que aquellos que no cuentan con entes de

esta naturaleza, exceptuando a Panamá, utilizan el modelo del permiso o de la licencia.

Tanto en el caso del permiso como en el de la licencia se está en presencia de una figura administrativa, contemplada en la propia legislación sobre hidrocarburos para actividades preliminares. La característica principal es que no confieren exclusividad ni preferencia para obtener, ya fuera una concesión para exploración o un contrato de operación, y su plazo es reducido.

En algunos países, como Honduras, no se otorgan en áreas que hubieren sido solicitadas o concedidas en exploración o explotación a otras empresas, en tanto que en Guatemala pueden abarcar dichas áreas, y en todos los países que establecen el permiso o la licencia se delimita el área en forma expresa, estipulándose ya el pago de una suma fija o por determinada extensión (hectáreas, kilómetro cuadrado, etcétera).

Otra característica es que los titulares de permisos y licencias están obligados a obtener la autorización de los propietarios de inmuebles para penetrar en sus tierras, y proporcionar a las autoridades competentes la información resultante de las investigaciones realizadas, o bien, copia de los estudios efectuados, que se reciben con carácter confidencial por un plazo preestablecido. Como contrapartida, puede decirse que es costoso establecer mecanismos de verificación, no de la entrega de los estudios e investigaciones, sino de las labores efectuadas y los resultados obtenidos.

Al ampliar el contenido de algunos aspectos de los contratos de operación al terreno de los permisos y licencias algunos países han estipulado la obligación de las empresas favorecidas de impartir cursos de interpretación de datos a personal nacional, consignando el derecho de las empresas a vender a terceros el resultado de sus investigaciones, así como la interpretación de los datos obtenidos. Precisamente, esto último ha incidido en que las empresas estatales que ejecutan estas labores por sí o bien las contratan con empresas privadas, mediante remuneración estipulada, sean las que directamente aprovechen el material y la interpretación de datos para llevar a cabo subsiguientes exploraciones directamente, o bien, hacerlas accesibles a las empresas interesadas en contratos de operación o de servicio con riesgo financiero, mediante el pago de determinada cantidad. El reintegro del gasto efectuado, forma, pues, parte de la política de subsiguiente contratación.

Un modelo típico de permiso o licencia de reconocimiento superficial se tiene en el permiso concedido a Western Geophysical Company of America por la Secretaría de Minería, Hidrocarburos y Energía Nuclear de Guatemala el 29 de diciembre de 1980, entre cuyos puntos destacan:

1. Área de reconocimiento: 30.545,15 Kms², debidamente delineada por coordenadas y paralelos.
2. *Plazo*: un año a partir de la publicación del permiso en el *Diario Oficial*. Enero 14, 1981.
3. El permiso no confiere exclusividad ni otorga derecho alguno para explorar o explotar hidrocarburos.
4. El solicitante no podrá perforar pozos que tengan por objeto descubrir y producir petróleos.
5. El solicitante debe obtener autorización de contratistas de operaciones petroleras en áreas ya otorgadas a exploración y explotación.
6. El solicitante deberá permitir a las autoridades competentes el acceso, en cualquier momento, a los lugares en que esté trabajando y a proporcionar la información que se le requiera.
7. El solicitante deberá proporcionar a la Dirección General de Minería, Hidrocarburos y Energía Nuclear un informe completo de los trabajos que haya realizado y el resultado de los mismos; informe que se recibe bajo la garantía de confidencialidad por el plazo de dos años contados a partir de la recepción del mismo.
8. El solicitante quedará en libertad de suministrar a terceros la información obtenida en las condiciones que acuerde.
9. El solicitante queda obligado a impartir un curso de interpretación de datos, por lo menos a cuatro profesionales de la Dirección General, a efecto de que la información brindada por la compañía pueda ser mejor aprovechada.
10. La empresa queda obligada a indemnizar a terceros por los daños que cause por cualquier motivo de sus operaciones de reconocimiento superficial.
11. La empresa deberá pagar en concepto de tasa administrativa, cinco mil quetzales (equivalente a 5 mil dólares).
12. La resolución debe publicarse, a costa del interesado, en el *Diario Oficial*.

Guatemala, Honduras, Paraguay, Haití y Surinam establecieron la modalidad del *permiso de reconocimiento superficial o prospección*, en tanto que la modalidad de *licencias (licenses)* que sustancialmente es equivalente al permiso, en la medida en que se trata de una autorización gubernamental es regulada en las legislaciones de Bahamas, Barbados, Guyana, Trinidad y Tobago y Granada. Costa Rica, por su parte, estableció en 1982 el permiso de exploración de hidrocarburos, sin renunciar el Estado al dominio.

La contratación de empresas privadas para ejecutar investigaciones preliminares y reconocimientos superficiales, incluyendo estudios sísmicos, geológicos y geofísicos es utilizada por los países que cuentan con entes estatales o nacionales, cuando no es efectuada directamente por ellos. Esta práctica se extendió, principalmente, a áreas de costa afuera, dado el alto grado de especialización y tecnología avanzada que existe a nivel de empresas, de distinta nacionalidad, y del alto costo que entraña la operación de naves equipadas para este tipo de actividades, amén del reducido número de naves disponibles. De allí que el modelo contractual que con más frecuencia se utilice sea el de *contratos de servicios* (locación de servicios) y que, por sus características y porque también es utilizado en otro tipo de actividades, se examine posteriormente.

B) *Concesiones*

Si bien la concesión es, entre las figuras utilizadas en la industria petrolera, la más conocida y, a la vez, cayendo en desuso en América Latina, debe operarse, siguiendo en ello a *Smith y Wells* (Negotiating Third World Mineral Agreements) una distinción entre la variante tradicional que se prestó a múltiples problemas y conflictos, y la modalidad moderna, es decir, la concesión actualizada que no excluye formas de operación conjunta entre el Estado y la o las empresas.

1. *La concesión tradicional*

Originalmente la relación que se establecía dentro del cuadro de una concesión nacía a raíz del interés expresado por una empresa al gobierno, de explorar y explotar una o más áreas, por lo general extensas, y por un periodo usualmente largo: 40 años en promedio. Explorar y explotar significaba exclusividad a favor de la empresa para la búsqueda y extracción de hidrocarburos —petróleo y gas incluido— y la explotación comercial abarcaba el transporte de ambos componentes, así como la exportación y venta de los hidrocarburos como parte inherente de la operación. La contrapartida consistía en el pago de regalías a favor del Estado (de 10 al 16% como máximo), más cánones superficiales y otros impuestos expresamente establecidos en forma clara e inequívoca en el texto, con garantía de *estabilidad tributaria*. Correspondía a la empresa concesionaria el derecho de programar sus actividades, regular el flujo de producción y amortizar la inversión, incluyendo el beneficio fiscal del “agotamiento” del yacimiento. La concesión, aparte de ser ley entre las partes —*pacta*

sunt servanda— se reputaba inmutable durante su vida y caía dentro de las esferas de derecho nacional, mas en lo concerniente a la protección de los derechos de los extranjeros, por Estados extranjeros, era aplicable el derecho internacional en razón del vínculo de nacionalidad. Tales son en síntesis los elementos más sobresalientes de lo que fue el régimen concesionario y bajo cuyo imperio muchos países se familiarizaron con la industria petrolera y adquirieron experiencia en este campo.

En 1965 el V Congreso Árabe de Petróleo celebrado en El Cairo, Egipto, conoció la propuesta presentada por el Secretariado General de la Liga de Estados Árabes titulada: “From Concessions to Contracts”, en la que se expuso:

A partir de los ejemplos anteriores que hemos presentado, se puede concluir que los acuerdos relacionados con concesiones petroleras y suscritos en el Medio Oriente previo al periodo de la Segunda Guerra Mundial, fueron mal redactados y débiles en términos fiscales, e incorporaban disposiciones no financieras convenientes para las empresas petroleras, sin tomar en cuenta los intereses del país anfitrión. Esto se debía, en parte, a las presiones políticas por el lado de las potencias extranjeras, y en parte a la urgente necesidad de ingresos por el lado de los países mismos.

Con los cambios políticos, sociales y económicos que se han producido en los últimos años, los países del Medio Oriente se dieron cuenta de los términos desventajosos de los acuerdos concesionarios, en relación con los términos de los otros acuerdos petroleros o leyes de hidrocarburos de otros países productores de petróleo.

Es uno de los principales objetivos de la OPEP impulsar una cooperación más estrecha entre sus países miembros. Para lograr esto, es necesario redactar contratos, leyes y reglamentos estandarizados, en una forma clara y general y tomando en consideración que tales contratos, leyes y reglamentos deben asegurar los máximos beneficios para el Estado, atraer capital y conocimientos técnicos foráneos, y ser lo suficientemente flexible como para permitir diferentes circunstancias en vista de la innegable diferencia en las políticas petroleras para ciertos aspectos de la industria petrolera en los países miembros.

Los avances del Medio Oriente han hecho que las disposiciones desventajosas de los acuerdos concesionarios originales se volvieran obsoletas.

Es del interés de las empresas petroleras contribuir a la estabilidad, confianza y clima propicio a las inversiones dentro de la región a través de su aceptación del nuevo tipo de contrato, el cual contendría los ingredientes necesarios para cualquier contrato completo y válido.

De ahí en adelante se generó el movimiento conocido como *Fifty Fifty* (cincuenta-cincuenta) que persiguió colocar al Estado en igualdad en lo

que a beneficios de la producción correspondía, con las empresas concesionarias y dando lugar a que se estableciese la nueva modalidad vía nuevos tipos de acuerdos y contratos.

2. La concesión en su modalidad actualizada

De la concesión tradicional, en las modalidades expuestas, poco es lo que queda hoy en día, puesto que ya no es la empresa la que manifiesta interés en forma directa, sino el Estado es quien invita a concursar, al abrir las áreas o zonas que selecciona para exploración y explotación, fijando, además, el programa de trabajo que las empresas deberán ejecutar, que cubre, en la fase exploratoria, determinado número de pozos a perforar durante el plazo de exploración o bien, determinada cantidad que deberá invertirse. En esta misma forma, de haber producción comercial, verificada por el Estado, queda sujeta a medición, y las regalías no excluyen impuestos a la renta, ni impuestos a la exportación. El Estado tiene mayores medios para ejercer control sobre las operaciones, y hacer uso de los hidrocarburos entregados en pago, cuando demanda el pago de las regalías en especie, e incluso para accionar en la esfera internacional al vender directamente su parte o al hacerlo en asociación con la empresa operadora. El modelo concesionario actualizado ha sido utilizado en países con regímenes petroleros a cuales más diversos, entre ellos, por la Egyptian General Petroleum Corporation con *Esso* mediante acuerdo concesionario del 4 de diciembre de 1974. En Nigeria, a la par de contratos de operaciones petroleras con participación en la producción y de *joint ventures*.

Algunos países latinoamericanos abandonaron por completo el modelo concesionario moviéndose en dirección de fórmulas contractuales, en tanto que otros lo han venido haciendo gradual y progresivamente en la medida en que el ente estatal establecido consolidó sus operaciones y asumió las responsabilidades que anteriormente correspondían a empresas particulares, cual es el caso de Colombia, Chile, Ecuador, Perú y Jamaica. A su vez, otros países —Guatemala y República Dominicana— modificaron el régimen legal dando lugar a que se extinguieran anteriores concesiones, estableciendo subsiguientemente modalidades contractuales, sin haber creado entes estatales o nacionales; en tanto que Panamá, que a su vez no ha establecido entes de esa naturaleza, sin embargo, ha dejado abiertas las opciones a usar dentro del amplio espectro de la contratación. Argentina, por su parte, sin cerrarle a las empresas del Estado, YPF y Gas del Estado, la potestad de usar los contratos de locación de obras y servi-

cios, restableció en 1967 el régimen concesionario actualizado mediante la Ley 17,319 expresando el Poder Ejecutivo en la exposición de motivos, que

la introducción de la concesión como modalidad permanente de participación privada en la explotación de los hidrocarburos permitirá la concurrencia de incentivos sustanciales —que no son compatibles con las locaciones de obras y servicios— tales como el acceso al mercado interno de industrialización y comercialización, y eventualmente la exportación

El criterio básico fue que la actividad privada cubriría aquellas zonas que la empresa estatal no pudiese desarrollar o no conviniera que lo hiciera en razón de sus limitaciones técnicas o económicas. La iniciativa del ministro Krieger Vasena dio lugar a que Argentina retornara al modelo concesionario, en su modalidad, como se dijo, moderna o actualizada. Con el correr del tiempo fue objeto de abandono al establecer en 1978 la modalidad de los contratos de riesgo y algunas variantes asociativas, como el *joint venture*.

De esta manera, el régimen concesionario subsiste en *Honduras* (Ley 1963); en *Paraguay* (Ley de 1960 reformada en 1975), en *Surinam* (Ordenanza de Petróleo del 30 de mayo de 1932 y código de Minas de 1933) que se aplican a la concesión otorgada a la empresa estatal State Oil Company Surinam N.V. y en *Haití* (Ley del 8 de marzo de 1976).

3. Elementos de la concesión

Se caracteriza el régimen concesionario por la separación entre exploración y explotación, en el sentido de que la primera tiene un plazo reducido, que puede ser prorrogado, delimitándose la o las áreas de exploración que deben reducirse por renuncia de la propia empresa concesionaria, pagándose, de consiguiente, un canon al Estado por la extensión o superficie cubierta. La empresa concesionaria queda en libertad de subcontratar obras y servicios con terceros e importar, libre de impuestos y gravámenes, equipos, útiles y enseres que la actividad explotación requiera. El programa de trabajo está sujeto a plazos y términos, así como prefijado el número de pozos que deberán perforarse, y el monto estimado de inversión a efectuar. Termina, ya por vencimiento del plazo y su prórroga, por renuncia del titular en virtud de no haber encontrado indicios suficientes de existencia de hidrocarburos, o bien por las causas de caducidad o incumplimiento de los deberes del concesionario, según se estipulen en la respectiva legislación.

La concesión de explotación, por su lado, se caracteriza porque el plazo es mucho más extenso (de 20 a 40 años) y conlleva dos elementos sobresalientes: el pago de regalías a favor del Estado e impuestos sobre la renta o sobre las utilidades, siendo aplicables al efecto las tablas de amortización de inversiones y depreciación de activos y el “agotamiento de yacimientos” mantos o reservorios.

De esta manera, se establece una distinción entre “amortización”, “depreciación” y “agotamiento”, que suelen requerir fórmulas contables a cuales más complejas. La regalía, por su lado, puede ser pagada ya en especie o en dinero a elección del Estado, mediante preaviso. La concesión de explotación, por otra parte, termina por vencimiento del plazo, con reversión de activos fijos a favor del Estado, por incumplimiento de las obligaciones del concesionario, otras que por causa de “fuerza mayor” que se definen en la ley, caducidad y nulidad, previstas expresamente en la ley.

Los principales elementos que figuran en el texto concesionario son:

1. *Identificación del titular* de la concesión, incluyendo domicilio e incorporación de la empresa al régimen de sociedades del país; y autoridad nacional con la que la empresa se relaciona.
2. *Plazo de la concesión*, y requisitos para su prórroga eventual.
3. *Programa de trabajo*, debidamente detallado, con obligación de informar a las autoridades competentes sobre los progresos o bien, sobre los retrasos; y casos de invocación de fuerza mayor (*force majeure*).
4. *Derecho del concesionario* a importar equipos, materiales, útiles y enseres que la actividad de explotación requiera.
5. *Obligación del concesionario* de emplear el porcentaje legal de nacionales, y autorización gubernamental para la contratación de empleados técnicos de nacionalidad extranjera.
6. *Renuncias periódicas* de secciones de áreas.
7. *Derecho del Estado* de verificar la existencia de producción en cantidades comerciales en pozos declarados en producción.
8. *Derecho del concesionario* a vender y exportar la producción que le corresponde; y de usar, para sus operaciones, determinados volúmenes de hidrocarburos, que se excluyen de la regalía y de impuestos.
9. *Bonificaciones* a pagar por el concesionario, o alternativamente, bonificaciones que el Estado reconoce al concesionario por aumentos en la producción.
10. *Suministro del mercado doméstico*, según lo determine el Estado.
11. *Prohibición de que gobiernos extranjeros* o empresas controladas por

Estados extranjeros tengan participación o interés directo en la concesión.

12. *Sometimiento obligatorio a los tribunales nacionales* sin excluir modalidades arbitrales, incluyendo renuncia expresa a la protección diplomática por gobiernos extranjeros con obligación de agotar recursos internos.
13. *Regalías a pagar al Estado*, plazo dentro del que deben pagarse y régimen tributario aplicable a la empresa. La regalía puede o no que se incluya dentro del impuesto sobre la renta. Los elementos básicos para determinar amortizaciones, depreciaciones y agotamiento, y reducciones impositivas a las que pueden acogerse los concesionarios, son asimismo establecidos en el texto de la concesión o referidos a la ley aplicable.
14. *Obligación del concesionario* de pagar los daños y perjuicios que cause a terceros en razón directa de sus operaciones, y seguros que deberá tomar el concesionario para cubrir esos riesgos;
15. *Prohibición de ceder* o traspasar sin autorización previa de la autoridad competente los derechos otorgados bajo la concesión, y las causas de terminación unilateral no imputables al Estado, de caducidad y nulidad de la concesión.
16. *Cláusula de reversión al Estado*, al terminarse la concesión, de las instalaciones de producción y transporte, así como de activos fijos, o alternativamente, las formas de adquisición por el Estado de estos últimos.

No puede desconocerse la influencia que el sistema contractual ejerce sobre el régimen concesionario, en el sentido de que los gobiernos tienden cada vez más a reparar en las ventajas y beneficios que otros países obtienen y perciben, introduciendo, de consiguiente, en subsiguientes concesiones, algunos de los elementos más adaptables de los contratos a la concesión. De esta manera, se observa que el Estado tiende a asegurarse mayor injerencia en el control de la operación al impulsar mayores actividades en el terreno exploratorio, proveyendo incentivos a las empresas para aumentar la producción y la exportación, así como ampliando el espectro tributario. La estabilidad tributaria sigue, sin embargo, siendo un factor a cual más importante para las empresas.

No deja de ser interesante que en América Latina ningún país que se rige por el sistema concesionario ha logrado entrar a la categoría de países productores de petróleo, aunque técnicamente, no existe relación alguna entre esos factores.

C) *El sistema del lease*

Bahamas, Barbados, Guyana y Grenada

1. *El lease como figura distinta a la concesión*

Existe la tendencia de enmarcar el *lease* dentro del régimen concesionario por el hecho de que el titular ejerce derechos sobre hidrocarburos yacentes en el subsuelo de una propiedad —pública o privada— para el solo efecto de explorarlos y explotarlos, por el tiempo convenido con el propietario del inmueble, pagando la regalía estipulada en el contrato. Sin embargo, existen diferencias apreciables no sólo entre el *lease* en Estados Unidos de América y la concesión, sino también con su equivalente en los países anglófonos del Caribe entre los que también se da la figura de concesión.

El *lease* tiende a reputarse como arrendamiento; las expresiones “arrendante” y “arrendatario” (*lesor* y *leasee* en su equivalente en el idioma inglés) son utilizadas y el área objeto del contrato es debidamente identificada en lo que a su extensión superficial concierne, mas los derechos del titular se reducen a la exploración y explotación de los hidrocarburos específicamente asignados —petróleo y/o gas— en cuanto éstos son susceptibles de extracción y producción. El derecho en y sobre los hidrocarburos se reduce, pues, a su búsqueda y obtención, porque el titular del *lease* no es propietario de ellos sino en la medida en que los extraiga. El uso de la propiedad en *lease* es, entonces, para los efectos indicados.

Presenta el *lease*, en adición, otra característica sobresaliente. No entraña, para el Estado, una relación cerrada entre el “propietario” y el *leasee*; es decir, rígida e inmutable durante el plazo estipulado —que por lo general es mucho menor que el de la concesión—, por cuanto el Estado no renuncia a ninguna de sus potestades ni transiere derecho alguno, que como ente soberano le corresponde. De esta manera no se presenta ninguna autolimitación de la soberanía del Estado ni de su poder regulatorio sobre actividades relacionadas con la exploración y explotación. El Estado continúa ejerciendo sus funciones regulatorias en atención al interés general —colectivo—, de la seguridad económica del Estado o en materia de protección del medio ambiente. El área de discrecionalidad administrativa es, pues, mucho mayor que tratándose de concesiones *strictu sensu*. De esta manera, el respeto, no a un derecho en sí adquirido sino al principio de la legalidad —*the rule of law*— y al debido proceso legal armonizan los intereses del Estado y de la colectividad con el interés par-

titular del titular del *lease*, quien, para conservar sus derechos, debe efectuar las operaciones propias del contrato, o en su defecto, pagar. El *lease* no conlleva por lo tanto, estabilidad tributaria o inmutabilidad fiscal.

2. El lease en Estados Unidos de América

Es oportuno tener presente que la modalidad del *oil and gas lease* que se da en los Estados Unidos de América responde a las distintas clases de propiedad que existen. Así, frente al régimen de propiedad privada que abarca el suelo y el subsuelo y los recursos yacientes en ellos, existe el régimen de propiedad de tierras propias de los Estados miembros de la Federación; el régimen de propiedad de tierras del gobierno federal —la Federación— y las áreas submarinas sumergidas (plataforma continental) sobre las que el gobierno federal ejerce jurisdicción.

De esta manera, en la medida en que intervienen particulares —el propietario del terreno que incluye el subsuelo y el derecho a los minerales subyacentes— y el interesado en el *lease*, la relación contractual se da dentro de los marcos del derecho privado, sujeta a las restricciones de orden público que el derecho estatal y el derecho federal establecen sobre el particular. Pero en la medida en que intervienen en un *lease* los estados, o la Federación, a través de sus órganos competentes, la relación es básicamente de derecho público, por cuanto no existe libertad de contratación ajena a restricciones de orden público, y el *lease* no limita la potestad regulatoria de los estados o del gobierno federal. El derecho público exige que las áreas que serán objeto de un *lease* sean licitadas públicamente, lo cual coloca al acto o negocio en el terreno administrativo.

El *lease*, por otra parte, es susceptible de traspaso, cesión o venta de derechos e incluso gravamen, pagándose al efecto las tasas estipuladas en la legislación aplicable. La empresa interesada no tiene, de consiguiente, ningún privilegio frente al Estado que la exima de deberes de observancia general. El sistema de licitación pública de áreas previamente seleccionadas no excluye otras modalidades, como la del sorteo de lotes entre particulares recientemente utilizadas en el estado de Wyoming.

El ámbito de la contratación entre el titular del *lease* y terceros es, asimismo, amplia. Puede darse la modalidad del contrato de obra, locación o prestación de servicios, o bien de operación para mantener en vertiente la producción. El arrendamiento de equipos y artefactos de perforación y bombeo es en este sentido, usual, al igual que lo es la venta o cesión de un interés en el *lease* a terceros, conservando el titular dere-

chos propios o una regalía a su favor, regalía que es distinta a la que el titular del *lease* debe pagar al propietario del inmueble o al Estado por lo general del 12.5%. En tal virtud, la relación entre el titular del *lease* y terceros puede dar lugar a que si ésta sobrepasa determinado porcentaje de interés, se le denomine *farm out*. En otros términos, el tercero es quien asume la responsabilidad de continuar la operación, aun cuando el titular del *lease* siga siendo responsable ante el propietario o ante el Estado. El derecho a un *lease* da incluso lugar a establecer o crear una operación conjunta (*joint venture*) sin crearse necesariamente una sociedad (de hecho o de derecho) o bien, contratar la operación con una empresa, y sin que dicha empresa ejerza a su favor derechos propios en el *lease*.

Se aprecia a la luz de los elementos propios del *lease* sus diferencias sustanciales con el sistema de concesiones y principalmente, que el *lease* no “ata al Estado” en su calidad de Estado, sino como simple sujeto de contrato.

3. *El lease en los países anglófonos del Caribe*

El *lease* en estos países presenta, por su parte, algunos rasgos comunes con el *lease* de los Estados Unidos de América, pero también, características propias. La primera y quizás la más sobresaliente, resulta del hecho que el dominio sobre los hidrocarburos corresponde al Estado (la Corona) y en forma de excepción, como antes se vio, también a los particulares en Trinidad y Tobago. Este solo hecho determina que la potestad regulatoria de la exploración y explotación de los hidrocarburos sea ejercida por el Estado, y que las regulaciones tengan jerarquía de orden público interno. Por lo tanto, sólo el Estado puede otorgar un *lease* y ello en forma discrecional. El *lease* cae, de consiguiente, dentro del exclusivo dominio del derecho público.

El común denominador entre los países anglófonos es la selección de áreas de exploración y explotación abiertas a concurso por las autoridades competentes, las que, excepcionalmente, pueden dispensar este requisito. Si bien las regulaciones son de carácter general, se dan algunos requisitos especiales tratándose de áreas submarinas situadas dentro de la plataforma continental, en las que las regalías son menores que en tierra firme. Luego, el plazo es de corta duración —10 a 25 años, pudiendo renovarse— y las regalías a favor del Estado varían, del 10% como mínimo en Barbados, 12.5% en Bahamas, hasta un monto acordado entre el gobierno y la empresa en el caso de Guyana.

La cesión, venta o transferencia de derechos adquiridos al amparo de un *lease* demandan autorización previa del gobierno, estipulándose en las legislaciones las causas de terminación del *lease* —otras que por vencimiento del plazo sin renovación, y los casos en que el *lease* es nulo o carente de efectos legales—. Así también los casos de invocación de fuerza mayor, de ocurrir interrupciones en la explotación.

De interés es el régimen aplicable a la extensión de derechos que el titular de un *lease* puede ejercer en áreas sujetas a propiedad privada, e incluso pública, en cuanto se refiere a entrar en ellas, hacer uso de aguas, cortes de maderas y construir o erigir instalaciones y edificaciones. Los sistemas legales contienen a este respecto, un régimen particular llamado *ancillary rights*, según el cual corresponde a las autoridades públicas determinar la razón o justificación de la causa o causas de oposición o resistencia de los propietarios y las medidas a observar por la empresa facultada para explorar y explotar hidrocarburos, y, en su caso, la compensación debida. El lógico corolario es, desde luego, la obligación de la empresa de asegurar los daños y perjuicios que pueda causar no sólo en y a propiedades privadas, sino incluso a bienes y propiedades de uso público. De ahí que las legislaciones establezcan regulaciones más o menos detalladas en torno a los *ancillary rights*, comisiones o autoridades que dirimen este tipo de disputas y establecen el alcance de los derechos a ejercerse por las empresas operadoras.

Por lo demás, las cláusulas que se incorporan en el *lease* tienen mucho en común con las de la concesión moderna y con los contratos de operación; es decir: la debida identificación de la empresa a la que se le adjudica el derecho o derechos de exploración y explotación y subsiguiente explotación, de haber producción comercial; su domicilio y los requerimientos de incorporación al país; la descripción del área objeto del *lease*, incluyendo el método de lotes, en forma clara e inequívoca; el plazo del *lease* y la fecha de iniciación del programa de trabajo, incluyendo el número de pozos a perforar; el derecho de la empresa a importar equipos, materiales, útiles y enseres necesarios para sus operaciones, libre de impuestos; obligación de emplear y capacitar a personal nacional; el derecho de disponer y vender los productos obtenidos, expresamente identificados, el punto de medición de producción para los efectos del pago de la regalía establecida, así como otras rentas y pagos que la empresa debe efectuar; el derecho a usar, en las operaciones propias de la empresa, hidrocarburos obtenidos que sean necesarios para la operación propiamente que se excluyen del volumen de producción afecto a regalía; suministro del mercado interno, renuncia periódica de áreas, controles que

el gobierno se reserva para los efectos de inspección, vigilancia y verificación de operaciones, incluyendo observancia de las regulaciones en vigor o aquellas que la autoridad competente dicte, y modalidades de terminación del *lease*.

Los sistemas que regulan el *lease* presentan en adición a los elementos antes señalados, otros a cuales más importantes, relacionados con la potestad sancionadora del Estado —el régimen de sanciones pecuniarias— por inobservancia de regulaciones, y la *cancelación del lease*, cuando, previa audiencia, corresponda aplicar esta sanción. En este sentido se da una diferencia entre la cancelación propiamente y la terminación del *lease*, esta última se ajusta al régimen general de terminación común a los distintos sistemas. De esta suerte, el régimen de legalidad contempla los remedios legales accesibles al afectado, en particular, el arbitraje.

La legislación de Bahamas (sección 10) estipula a este respecto los siguientes casos de cancelación:

1. as a result of willful misrepresentation by the licensee or lessee in any material participation in the process of applying for the license of *lease*;
2. failure on the part of the licensee or lessee to keep accurate and complete records, books and accounts in accordance with section 14;
3. there is a breach of any of the terms and conditions contained in the licence or *lease*.

Como una garantía de estabilidad en las relaciones entre el gobierno y la empresa, el propio Petroleum Act de 1971 contempla el derecho del ministro competente a designar a un funcionario público como miembro de la junta de directores de la compañía titular de un *lease*, en tanto se produzca petróleo en cantidades comerciales.

El método de *contrato modelo* incorporado a las legislaciones de Bahamas y de Guyana ofrece no sólo la debida publicidad de los términos y condiciones, sino la particular modalidad del *lease* empleado en esos países.

Finalmente es conveniente traer a cuenta que la naturaleza insular de los países caribeños y en el caso de Guyana, que asimismo tiene marcado interés en la exploración y explotación costa afuera, explica el acento que en las regulaciones nacionales se pone en este campo, cubriendo materias relacionadas con la navegación, contaminación del medio marino, y en especial cuidado en observar los límites de sus dominios marítimos. Así, por ejemplo, Guyana emitió el Acta número 10 de 1977 que delimita las fronteras marítimas (*maritime boundaries*) y regula lo pertinente a la exploración y explotación de los recursos —renovables y no

renovables— en su mar territorial, plataforma continental y la zona económica exclusiva.

D) *El sistema de licencias de Trinidad y Tobago*

La legislación de Trinidad y Tobago se separa del modelo del *lease* regulando lo concerniente a la exploración y explotación de hidrocarburos mediante el sistema de licencias, operando una distinción entre la llamada licencia de exploración y producción (derechos petroleros públicos) *Exploration and production (public petroleum rights) licenses* y las licencias que corresponden a los derechos petroleros privados. En este sentido, la licencia no es susceptible de reputarse como un negocio contractual, por cuanto se trata de un acto administrativo, unilateral y discrecional, regulado por la Petroleum Act de 1969 y su reglamento de 1970 cuya aplicación corresponde al ministerio encargado de asuntos minerales y petroleros. La licencia, por otra parte, no limita subsiguientes acuerdos del gobierno con las empresas en cuanto a las operaciones petroleras.

El carácter unilateral de la licencia y su naturaleza eminentemente administrativa se desprenden, por una parte, del hecho de que ninguna persona puede consagrarse a operaciones petroleras en tierra firme o en las áreas submarinas, a menos que previamente obtenga una licencia, y el procedimiento para obtenerla es de naturaleza administrativa (secciones 6.1, 6.2 y 7). La solicitud de licencia puede ser objeto de oposición por quien considere que su extensión es inconsistente con el acto o porque interfiere con derechos que posee conforme al acto mismo. Por la otra, la licencia, en caso de incumplimiento por el interesado a las obligaciones asumidas conforme a la ley, es revocable.

El modelo seguido por Trinidad y Tobago sin duda está estrechamente relacionado con su larga experiencia en el campo de la producción de hidrocarburos y su refinación. Aunque de interés histórico, vale la pena señalar que el primer pozo petrolero perforado en el continente americano fue precisamente en Trinidad, cuando en 1857 la Compañía Merrimac completó un pozo de doscientos ochenta pies de profundidad, dos años antes de que el coronel Drake perforara en Pennsylvania, Estados Unidos de América. Desde entonces puede decirse que ha figurado en el mapa económico de la producción de hidrocarburos, extendiendo sus operaciones de tierra firme a costa afuera. A raíz de su independencia el gobierno nacional continuó con la política de estimular la exploración y explotación, incluyendo su participación en operaciones conjuntas con

las empresas que venían operando en el país. Hoy en día las actividades petroleras se combinan activamente con la exploración y explotación del gas natural.

Lo singular del sistema de licencias es que no precluye utilizar el método de concurso o licitación pública, como en efecto lo ha hecho el gobierno mediante la Orden de Regulaciones Petroleras —ofertas competitivas— de 1979 dando lugar a establecer con las empresas beneficiarias de licencias, modalidades de operación que conllevan participación en la producción entre el gobierno y la empresa. De esta manera, se abre a negociaciones el bono efectivo que deberá pagar la empresa interesada, así como el bono de producción. En cada bloque asignado deben perforarse por lo menos dos pozos hasta una profundidad de quince mil pies o su basamento dentro del primer año, con una inversión mínima, a ser negociada durante los tres primeros años. La participación del gobierno en la producción no puede ser menor al 60%, y la empresa interesada queda obligada al entrenamiento y capacitación de personal nacional; renuncia del 50% del área de exploración como se indique en los planos; adelanto de una garantía de desembolsos obligatorios y doscientos mil dólares de garantía de cumplimiento de obligaciones, participando obligatoriamente en el Plan Nacional de Prevención contra derrame de petróleo y operaciones de limpieza, sujeto el plazo a seis años prorrogables a veinte años adicionales, si hay producción comercial, más cinco años de renovación, en los términos y condiciones que prevalezcan al momento de renovación. El contrato termina desde luego, si no hay producción comercial dentro de los primeros seis años.

Es evidente que el sistema de licencias, en la medida que entraña una relación de carácter administrativo, no apareja rigidez, por cuanto el Estado puede entrar en relaciones contractuales particulares con las empresas interesadas y aprovechar, así, las experiencias positivas de otros países. Tampoco excluye la modalidad de operación conjunta *joint venture*.

VI. MODALIDADES CONTRACTUALES PARA EXPLORACIÓN

A medida que se amplían y extienden las actividades relacionadas con la exploración y explotación de hidrocarburos en razón directa de las exigencias energéticas, se acentúa el interés de los gobiernos en esas actividades y también en la transformación y comercialización, dando lugar a nuevos tipos de relación entre ellos y las empresas especializadas en las

distintas fases de la industria petrolera. La dinámica de la industria es de tal naturaleza que la tecnología se desarrolla aceleradamente y también la especialización. La terminología prevalente en el área contractual ha tenido, por consiguiente, que acomodarse en los distintos sistemas legales. Así: el *joint venture*, el *farm out*, *wild cat*, *production sharing agreements*, *service contracts*, etcétera que son expresiones propias en el marco de relaciones entre empresas privadas, se vuelven monedas de curso corriente entre las empresas y los gobiernos, teniéndose que hacer uso continuo del Glosario de la Industria Petrolera como marco de referencia.

El terreno contractual ha sido, pues, notoriamente influenciado por fórmulas utilizadas entre las empresas, y las experiencias que algunos países han tenido con ellas, al punto que la relación concesionaria, en su modalidad tradicional, demostró que, aparte de los problemas que genera, restringe las opciones que interesan tanto a los países como a las empresas. De esta manera, la relación que originalmente se establecía entre un gobierno y una empresa mediante el sistema de concesiones, colocaba las relaciones entre esa empresa y el gobierno dentro de un marco rígido, mas no obstruía que la concesionaria tuviese con otras empresas especializadas en determinado campo o actividad, relaciones contractuales mucho más flexibles, que continuamente se acomodaban a los cambios que se generaban dentro de la industria petrolera, y que incluso se dieran modalidades asociativas sin que los gobiernos fuesen partícipes en los crecientes beneficios que tales relaciones y asociaciones aparejaban. De allí la adopción y desarrollo de un nuevo y complejo esquema contractual.

A) *El moderno esquema contractual*

Desde un punto de vista global, de carácter mundial, como el que maneja Barrows, los arreglos petroleros, en síntesis, caen en dos categorías básicas: concesiones y contratos, subdividiéndose los contratos en: participación en la producción, servicio con riesgo (*risk service*) y servicio directo (locación). Acompañando cualesquiera de estas figuras se da la operación conjunta (*joint venture*) y las modalidades de asociación entre el Estado y las empresas. Cada uno presenta características que merecen destacarse.

1. *Los contratos de obra y locación de servicios*

Si bien cada país establece su propio modelo de exploración y explotación, en función de sus intereses y su estrategia de desarrollo, los requerimientos financieros y tecnológicos inciden en las modalidades de

ejecución. De esta manera algunos países como México, por ejemplo, a la par que creó el ente estatal PEMEX y ejecuta operaciones petroleras directamente, redujo el marco contractual del ente al área de los contratos de obra y locación de servicios. Este tipo de relación contractual, por lo demás conocida y manejada por las administraciones públicas, le permitió adquirir extraordinaria experiencia en sus tratos con empresas nacionales y extranjeras y aprovecharla al máximo. Al moverse PEMEX en terrenos del derecho privado no pudo acomodar sus relaciones con las empresas, al mismo ritmo que las propias empresas en el terreno internacional desarrollaban nuevas modalidades contractuales, limitado tan sólo por los conceptos legales relativos al dominio del Estado sobre los hidrocarburos y lo pertinente al título sobre ellos, que, como se vio anteriormente, es retenido por PEMEX.

De esta manera, se desarrolló en otros países el sistema de los contratos de obra o locación de servicios, calificados en algunos países como *arrendamiento* y, en otros, como *venta* o *locación de servicios*, susceptibles de caer dentro del campo del derecho privado en la medida en que el Estado, o el ente, intervienen como parte en una relación de esa índole; alternatively, en el del derecho público de darse restricciones de orden público interno establecidas en la legislación nacional y de obligatorio cumplimiento, entre ellas: las relativas a la jurisdicción nacional obligatoria, renuncia a la protección diplomática, y cláusulas pertinentes a la caducidad. Argentina dictó así en 1958 el Decreto 933/58 por el que autorizó a Yacimientos Petrolíferos Fiscales a celebrar *contratos de locación de obra y servicios*. Se buscó con ello ampliar e intensificar las actividades de la empresa estatal mediante la colaboración del sector privado, logrando aumento sustancial en la producción de hidrocarburos al explotar, por contrato, zonas previamente exploradas por YPF. Venezuela acogió este modelo contractual cuando asumió la empresa estatal la responsabilidad de continuar las operaciones petroleras a raíz de la nacionalización.

Brasil, por su parte, ensayó similar relación contractual, y aún la utiliza, junto con otra modalidad contractual al igual que lo hacen otros países: Colombia, Jamaica, Costa Rica principalmente en el área del reconocimiento superficial, la investigación geológica, geofísica, sísmica e interpretación y procesamiento de datos. La ejecución de una obra específica o la prestación remunerada de un servicio altamente especializado se presta, pues, para este tipo de contrato.

El pago u honorario por la ejecución de la obra o el servicio prestado es, pues, elemento característico de este tipo de contrato.

2. *El riesgo financiero como factor en la contratación: Los contratos de producción compartida de Indonesia*

El riesgo financiero ha sido, y sigue siendo, el factor más importante en materia de exploración y explotación de hidrocarburos, por lo que Indonesia ensayó, en la década de los sesenta, una novedosa fórmula al trasladar, del campo agrícola, el modelo de producción compartida entre el Estado y las empresas contratistas que ejecutaban operaciones de esa índole, al terreno de los hidrocarburos, separándose de esta manera del modelo concesionario tradicional y del contrato de locación de obra o servicios. Los elementos más importantes que introdujo fueron:

Primero. La relación entre el Estado —la empresa nacional PERTAMINA— y la empresa interesada en la operación se daba en función de un contrato, cuyas cláusulas abarcaban distintas fases o etapas.

Segundo. En lugar de una regalía fija a pagársele al Estado, éste, representado por la empresa —PERTAMINA— y la empresa operadora compartían la producción en porcentajes prefijados, mucho más elevados que el valor total de la regalía que antes percibía el Estado.

Tercero. Quien asumía el riesgo financiero de la operación —exploración y explotación— era la empresa contratista y no el Estado.

Cuarto. La empresa quedaba obligada al pago de impuestos sobre la renta o sobre sus utilidades por lo que PERTAMINA lo pagaba por la empresa de la parte que a la primera correspondía en la operación.

Quinto. La empresa contratista, ya que asumía el riesgo financiero total, tendría derecho a recuperar costos de operación hasta un determinado porcentaje (y no la totalidad de costos como acontece con la concesión tradicional) estipulándose el 40% de tales costos, a deducirse de la operación total, es decir, de la producción, y operado este descuento el saldo se repartía entre empresa estatal y la empresa privada.

Sexto. El título sobre los hidrocarburos producidos en la porción que correspondía a la empresa contratista, pasaba a ella en el punto de exportación. De consiguiente, PERTAMINA, como responsable de la operación, contrataba con una empresa privada las operaciones de exploración, explotación y la venta de los hidrocarburos producidos. La empresa contratista asumía el riesgo financiero, recuperaba un determinado porcentaje de sus costos de operación y participaba en la producción. La venta de la producción, si bien era de incumbencia del contratista, no excluía a PERTAMINA de intervenir en ella, para los efectos de establecer el precio más favorable, en razón de que ambas partes tenían título sobre el petróleo extraído en los porcentajes estipulados.

El modelo indonesio introdujo una variación significativa en el seno de países que están en vías de desarrollo, la cual ha evolucionado, desde entonces, en forma acelerada, tanto en Indonesia como en otras latitudes. Ha dado incluso lugar a variantes asociativas según las cuales el ente estatal o empresa nacional integra, con la empresa contratista, una *operación conjunta joint venture* mediante la cual la empresa contratista “acarreá” al Estado (*carries the State*) a través de la etapa exploratoria, asumiendo ella la totalidad de los costos de exploración, y luego, conjuntamente, constituyen una empresa operadora para los efectos de la producción, dividiéndose la producción o su valor de venta, pero el título sobre los hidrocarburos es retenido por el Estado hasta el momento de venta a terceros. La parte que corresponde a la empresa del Estado en los costos de exploración es subsiguientemente aportada o pagada en su totalidad o en un determinado porcentaje.

La operación conjunta también puede, desde luego, dar lugar a una sociedad mixta que se constituye a partir de la fase de producción, o a la modalidad de negocios o cuentas en participación.

3. *El impacto de la fórmula indonesia en América Latina*

Perú fue uno de los primeros países latinoamericanos en acoger la fórmula indonesia, estableciendo: primero, un ente estatal-PETROPERÚ; luego, expidiendo las “Bases de concertación de contratos de operación”, facultando al ente creado para celebrar contratos para la prospección, exploración y explotación, incluyendo el transporte, y de allí PETROPERÚ suscribió el primer contrato conforme al nuevo modelo con Occidental Petroleum Corporation of Peru para operar en la Selva Norte, siguiéndole otros contratos tanto en tierra firme como costa afuera (*off shore*). Por la trascendencia que tuvo es útil transcribir los conceptos que vertió el general Marco Fernández Baca, presidente ejecutivo de PETROPERÚ el 29 de marzo de 1973, al explicar el concepto y alcances al nuevo tipo de contrato que calificó de *contrato de operaciones petroleras*. En efecto, expresó:

La causa de nuestro contrato es ampliamente conocida. Consiste en la apremiante necesidad que experimenta Petróleos del Perú, como órgano ejecutivo de la política de hidrocarburos del Estado, de contar con la tecnología y los capitales que puedan aportar las grandes empresas petroleras internacionales para la enorme tarea de explorar, producir y poner en valor los recursos petrolíferos que nos ha otorgado la naturaleza.

Nuestro objetivo capital ha sido proveernos de un instrumento jurídico eficaz, claro y preciso, limpio de complicaciones y ambigüedades, capaz de garantizar los derechos e intereses del Estado peruano contra cualquier contingencia. También hemos procurado, como es natural, obtener el mayor beneficio para el Estado, dentro de un criterio constructivo que permita al contratista recibir por sus inversiones y sus riesgos un beneficio justo y razonable.

Está claro que el objeto de nuestro contrato de operaciones es obtener, en las mejores condiciones posibles, una prestación de servicios de parte de las empresas contratistas. Cada contratista se obliga, dentro de términos y condiciones muy precisos, a explorar y producir para el Estado peruano el petróleo que pueda encontrar en el área materia del contrato. A cambio de esta prestación, PETROPERÚ —actuando en representación del Estado— compensará al contratista con una retribución que varía entre el 44% y el 50% del producto que obtenga.

Y refiriéndose a las ventajas de esta fórmula contractual, agregó:

Yo no me atrevería a asegurar ante ustedes, en términos absolutos, que la fórmula nuestra sea la mejor que pueda encontrarse. Nosotros mismos la estamos mejorando. Hemos conseguido ya elevar del 50 al 56 por ciento la participación del Estado y tratamos de no quedarnos ahí. Lo que sí puedo decirles es que nuestra fórmula admite comparación con las más avanzadas y que es la que mejor se acomoda al interés del Perú.

Uno de los contratos más ventajosos es el suscrito por PERTAMINA, la empresa estatal de Indonesia, con intereses japoneses y otras compañías internacionales, el cual guarda cierta similitud con el nuestro. En este modelo, el contratista retiene el 40% de la producción hasta que todos los costos e inversiones han sido recuperados. El 60 por ciento restante se divide entre PERTAMINA, que recibe el 60 por ciento, y el contratista que obtiene el 40 por ciento. Esto significa que PERTAMINA recibe el 36 por ciento del total para cubrir los impuestos del contratista y sus propias utilidades.

En el caso del Modelo Perú la superioridad sobre los demás consiste en el hecho de que los beneficios se hacen en base al producto total obtenido, sin esperar a la distribución de una utilidad cuya determinación es siempre difícil.

Las ventajas fundamentales de la fórmula contractual Modelo Perú son las siguientes:

Primera: El Estado no invierte ni arriesga en las operaciones un solo centavo. Esto es muy importante en unas operaciones tan aleatorias como las de buscar y producir el petróleo, sobre todo en zonas vírgenes como las de la Selva.

Segunda: Todo el petróleo extraído y las reservas encontradas son propiedad de PETROPERÚ que actúa en representación del Estado. Nuestra Empresa compensa al contratista con una parte del petróleo producido, por sus inversiones y gastos operativos.

Tercera: El Estado, dueño de los recursos naturales del subsuelo, percibe sus utilidades desde el primer día en que brota el petróleo (o desde el momento en que puede sacarlo del área por oleoductos o barcasas de navegación fluvial).

Cuarta: La fórmula para el reparto del petróleo entre las partes contratantes es extremadamente clara y simple. Elimina la necesidad de mantener engorrosos controles, sobre costos, utilidades, depreciaciones, etcétera, que en esta industria son muy difíciles de fiscalizar.

La experiencia peruana fue subsiguientemente objeto de cuidadoso estudio en otros países latinoamericanos, de manera tal que a lo largo de la década de los setenta influenció el desarrollo contractual. Desde luego, no todos los países se ajustaron a lo que ha dado en llamarse “el modelo peruano” en lo relativo a porcentajes de participación en la producción, régimen impositivo y controles sobre la producción, por cuanto cada país ensaya distintas vías y corrige enfoques. Así lo hizo en 1979 el propio Perú a la luz de las experiencias recogidas. En todo caso, el llamado *contrato de operación* ha sido acogido en Latinoamérica y constituye otro modelo contractual utilizado en el fomento de la exploración y explotación de hidrocarburos, y regulado en las legislaciones de Bolivia, Chile, Colombia, Ecuador (hasta 1982), El Salvador, Guatemala, Haití, Jamaica y República Dominicana.

El contrato da lugar, por lo tanto, a que el contratista asuma el riesgo petrolero durante la etapa de exploración y desarrollo, así como explotar el o los yacimientos o mantos, de haber producción comercial, percibiendo un porcentaje de los hidrocarburos extraídos con lo que cubre sus costos de exploración, desarrollo y operación más sus utilidades. En adición, paga impuesto sobre la renta en algunos países, mientras en otros, aquél queda incluido en la parte que corresponde a la empresa. Guatemala seguía esta fórmula hasta 1983 año en que separó regalías del impuesto a la renta.

4. *El riesgo petrolero y los contratos de servicio*

Un mejor conocimiento y manejo de la industria petrolera, así como el ascenso de los precios de los hidrocarburos, llevó en la década de los setenta a otros países latinoamericanos a ensayar otros modelos, distintos a los antes señalados y usados en el seno de los países miembros de la OPEP que como antes se vio descartaron el sistema concesionario tradicional. Según esta otra fórmula la empresa contratista suministra o presta sus servicios, y asume la totalidad del riesgo financiero de la operación

(exploración o recuperación secundaria), mas no la producción propiamente, puesto que la empresa contratista se limita a “ponerla en vertiente” (*places it on stream*). De haber producción, el capital invertido por el contratista le es reintegrado por la empresa estatal, con o sin intereses según el país de que se trate, más un honorario por el riesgo asumido o corrido, llamado “honorario por riesgo” (*risk fee*).

Ello permite operar una separación entre los *costos de exploración* (estudios, reconocimientos, perforaciones exploratorias, etcétera) y los *costos de desarrollo* (revestimiento de pozos, cabezales, instalaciones, etcétera), para los efectos del reintegro o reembolso. Si los primeros son reintegrados, sin intereses, los segundos, en cambio, sí llevan intereses, teniendo el contratista, asimismo, derecho a comprar, a precios establecidos de común acuerdo en el contrato, los hidrocarburos producidos, y el Estado, a su vez, retiene el derecho a recompra. Brasil primero y luego Argentina (1978) acogieron esta modalidad designándola “contratos de servicio con riesgo”, y conocida entre las empresas petroleras como *risk service contracts*. Ecuador y Nicaragua acogieron en 1982 esta modalidad, llamándola “contratos de prestación de servicios para exploración y explotación de hidrocarburos”.

La principal característica de este modelo contractual es que el contratista asume el riesgo petrolero durante la fase de exploración, y, de lograrse producción comercial, sus servicios le son remunerados o pagados, amén del consiguiente reintegro de los costos de exploración y desarrollo. El contratista, por consiguiente no se desliga totalmente de la operación sino mantiene su presencia activa pero limitada a la eficiencia de la explotación, con el consiguiente derecho a comprar el volumen de hidrocarburos convenido.

5. Los acuerdos y contratos de asociación

En forma paralela al proceso de desarrollo contractual antes puntualizado se dio también, en diversas partes del mundo, el fenómeno de la asociación entre empresas petroleras (privadas) y empresas estatales, dando lugar a la institucionalización de diversas figuras convencionales, entre ellas los acuerdos de operación conjunta, fuertemente inspirados en el modelo del *joint venture* que se originó en Estados Unidos, y en la figura del *consorcio*, conocida y manejada por algunos países europeos, entre ellos Italia.

El proceso de nacionalización petrolera, que en unos casos afectó el régimen concesionario y en otros inspiró a las jóvenes naciones que

accedieron a su independencia, dio lugar, asimismo, a que se contemplaran las actividades petroleras bajo el punto de vista de un esfuerzo conjunto, creándose para el efecto *empresas conjuntas*, y conduciendo al establecimiento, en unos casos, de *sociedades mixtas*, de capital mixto o de economía mixta como también se les conoce hoy en día, y, en otros, al diseño de un nuevo tipo de contrato entre las empresas privadas y las empresas estatales, conocido como *contrato de asociación* que es el principal modelo utilizado por Colombia ECOPETROL. También Argentina —YPF— ha utilizado con éxito este modelo en operaciones de recuperación secundaria con empresas argentinas.

El principal ingrediente que se introdujo fue, pues, por una parte, que la exploración la lleva a cabo un contratista privado, asumiendo el riesgo petrolero con la consiguiente obligación de efectuar las inversiones que la misma reclama y, de lograrse producción comercial se emprende la explotación conjuntamente, distribuyéndose la producción, previo pago al Estado, de las regalías y otros impuestos previstos. La fórmula exige convenir en un operador, en el establecimiento y manejo por el operador de una cuenta conjunta, y crear una estructura conjunta a fin de adoptar las decisiones pertinentes. Lo interesante es que el modelo no obliga a crear una sociedad, en sentido formal, sino básicamente es una *co-ventura*, término con el que identificamos en castellano la figura del *joint venture*.

Los modelos asociativos cobran nueva dimensión en la década de los años sesenta, y se acogen en Latinoamérica a lo largo de esa década, principalmente en Colombia, Ecuador, Perú y Trinidad y Tobago, y más recientemente en Argentina, no sin dar lugar, desde luego, a una serie de problemas de orden jurídico que se resuelven con imaginación a lo largo del proceso de su acogimiento. La reciente reforma legislativa en Guatemala permite hacer uso de esta modalidad.

B) *Efectos del nuevo marco contractual*

Los cambios que se han introducido en el ámbito contractual ponen de manifiesto un desplazamiento de trascendental importancia. Primero, lo concerniente al régimen de propiedad sobre los hidrocarburos, visible-mente ya no es vital para las empresas operadoras; segundo, el control sobre las operaciones es asumido por el Estado, principalmente a través de entes o empresas estatales; tercero, las relaciones entre los gobiernos y las empresas privadas se dan dentro de marcos claros y precisos, muy

distintos a los que anteriormente se daban cuando el principal modelo era el de la concesión tradicional.

Se observa, entonces, que de un periodo de “relación restringida” a la exploración y explotación exclusivamente por las empresas privadas, sin otro interés del Estado más que económico y fiscal, se ha pasado a otro, que se caracteriza por la pluralidad de opciones contractuales abiertas a los gobiernos y a las empresas, lo cual, a su vez, conduce a mayores posibilidades de entendimiento, incluyendo la asociación por vía contractual por cuanto se armonizan, en lo financiero, los intereses de unos y otros.

El camino recorrido ciertamente fue difícil y conflictivo, por lo que las modalidades contractuales imperantes al presente persiguen fundamentalmente evitar o reducir al máximo la potencialidad de conflicto, y los riesgos de expropiación o confiscación que, para las empresas privadas, son importantes, fijándose con antelación pautas para una efectiva y mutuamente beneficiosa relación contractual. Para el Estado significa, por su parte, el debido control sobre sus recursos no renovables, su racional y eficiente explotación y mayor percepción de beneficios, incluyendo tecnológicos.

De allí que, según OLADE, el proceso de contratación comprenda los siguientes puntos sobresalientes:

- 1.1. Decisión de contratar y formular las políticas en las esferas de los Gobiernos y de las Empresas Estatales.
- 1.2. Conversaciones preliminares con las Compañías para conocer sus puntos de vista.
- 1.3. Elaboración de las bases de contratación.
- 1.4. Calificación de las empresas petroleras.
- 1.5. Licitación de Concurso de Ofertas.
- 1.6. Selección de ofertas.
- 1.7. Negociaciones.
- 1.8. Celebración de los Contratos.
- 1.9. Ejecución de las obligaciones contractuales.
- 1.10. Control y fiscalización del desarrollo de las actividades; y
- 1.11. Terminación de los Contratos.

Desde luego, todo lo anterior revela que el Estado, al participar en la esfera de la contratación de bienes, servicios y tecnologías destinados a cualesquiera de las fases o etapas de la industria petrolera, y, al definir los términos y condiciones de sus relaciones financieras en un terreno que trasciende lo estrictamente nacional, debe forzosamente articular sus políticas y sus estructuras empresariales con pleno conocimiento de

lo que acontece, no sólo en el mercado internacional de los hidrocarburos, sino, también, en el mercado empresarial de bienes y servicios. Ello presupone el manejo de indicadores y técnicas empresariales modernas, así como negociadores estables y experimentados, que, como lo ha precisado con acierto OLADE, abarquen los campos de la economía, el derecho y la tecnología petrolera, amén de contar con los sectores de apoyo correspondientes. En cuanto al contenido y alcances de los contratos petroleros, el resumen preparado por OLADE es ilustrativo. (Ver anexo).

ANEXO

2.3. *Contenido básico de los contratos*

El contenido básico de los contratos puede resumirse en los siguientes aspectos:

2.3.1. *Objeto*

La contratación de riesgo tiene por objeto explorar, desarrollar y explotar los hidrocarburos en los países contratantes.

En algunos casos, como por ejemplo Brasil, el objeto del contrato es la prestación de servicios técnicos y financieros hasta la etapa de desarrollo, a partir de la cual las actividades de explotación las asume directamente la empresa estatal PETROBRAS.

2.3.2. *Partes*

Las partes que intervienen son: las Empresas Petroleras Estatales o los Organismos Públicos señalados para el efecto; y, las compañías contratistas.

Se ha visto que los gobiernos nacionales han dejado de participar directamente en la celebración de estos contratos y lo hacen por intermedio de sus empresas estatales o de los organismos públicos determinados para asumir estas obligaciones.

Esta manera de contratar de los Estados, evita conflictos con los gobiernos nacionales, preserva la soberanía y garantiza un mecanismo especial de entendimiento para superar las incidencias políticas, técnicas y económicas que pueden derivarse de cualquier diferencia entre las partes.

Antes de la celebración de los contratos, los países toman las medidas para evitar situaciones de especulación, regulan la formación de las em-

presas subsidiarias con el respaldo y la garantía de las compañías matrices y en todos los casos se determina la idoneidad técnica, financiera y jurídica de los contratistas.

2.3.3. *Leyes aplicables*

Debe precisarse la Ley de Hidrocarburos aplicable, hacer referencia a los artículos respectivos y citar otras disposiciones legales y reglamentarias conexas.

2.3.4. *Régimen contable*

Debe determinarse claramente las disposiciones contables que regularán las operaciones financieras del contratista.

2.3.5. *Número de contratos*

En la mayoría de los casos, el número de contratos es de uno solo por empresa y por área pero algunos países admiten dos y otros no tienen limitación.

2.3.6. *Información geológica, geofísica y otras*

Se considera deseable que se pueda disponer, con anterioridad, de información geológica y geofísica que refuerce el poder de negociación a favor del Estado.

Esta información deberá ser cubierta por los países interesados.

2.3.7. *Exploración*

En el periodo de exploración, normalmente se indica el tiempo de duración; los trabajos mínimos a realizarse; el monto de las inversiones; la entrega de información; la interpretación de datos; el número de pozos que se deben perforar o su equivalencia en metros; el control del Estado en el cumplimiento de los pagos y de las obligaciones exploratorias; la extensión de las áreas; el número de contratos; la terminación del periodo; las responsabilidades de las compañías; y, otras estipulaciones.

2.3.8. *Tiempo*

El periodo de exploración fluctúa de 3 a 8 años según la situación y las prioridades que cada país dé a estas actividades petroleras.

Los contratos peruanos, por ejemplo, tienen un periodo básico de 4 años dividido en dos etapas iguales y una prórroga de 2 años, sin exceder del máximo de 6. Para cada una de estas fases se establece un programa de trabajo y una garantía bancaria específica. Al término de cada fase el contratista puede devolver el área y renunciar al contrato. Se puede pasar a la etapa de explotación en cualquier momento, pero dentro del plazo máximo solicitado por el contratista. Al término del periodo máximo de exploración determinado en el contrato, deberá devolverse la mitad del área contratada para ese periodo.

Otro ejemplo es Brasil, que en los últimos contratos determina un periodo de 3 años para la exploración costa fuera y de 5 años en tierra. Si hay insuficiencia de datos sísmicos se permite que el contratista, al finalizar el primer año costa fuera o al fin del tercer año en tierra, resuelva perforar los pozos correspondientes, pero si no toma esta decisión, debe renunciar al contrato. Las inversiones del caso son garantizadas con Cartas de Fianzas Bancarias.

Normalmente, a fin de remitir estas obligaciones a sus programas anuales de trabajo, las compañías prefieren no determinar tiempo, cifras ni actividades. En todo caso es mejor combinar en el contrato estos factores.

2.3.9. *El Riesgo de los Contratistas*

En estos contratos se destaca que el riesgo es de excesiva responsabilidad de la contratista ya que los Estados no asumen ninguna pérdida si no se descubre petróleo comercialmente explotable.

2.3.10. *Programa Exploratorio Mínimo*

En estos contratos se destaca que el riesgo es de exclusiva responsarios mínimos que se van a realizar, de manera especial las investigaciones geofísicas, los estudios de interpretación y un número mínimo de pozos exploratorios, o su equivalente en metros perforados.

Por ejemplo, Brasil en sus contratos señala una cifra mínima para las investigaciones geofísicas y otra para las perforaciones exploratorias. Esas cifras se establecen en las licitaciones y en las negociaciones, en base a los programas propuestos.

2.3.11. *Inversiones Mínimas*

La ejecución de los trabajos exploratorios se consolidan al señalar las

inversiones mínimas para la exploración geológica y geofísica y para la perforación exploratoria. Su cumplimiento se asegura con las garantías correspondientes.

2.3.12. *Datos Técnicos*

Es de suma importancia indicar la entrega, propiedad, manejo de la información técnica y económica, y en especial los datos primarios y originales además de las interpretaciones realizadas.

2.3.13. *Extensión de las Áreas*

La extensión de las áreas depende de la zona y de los antecedentes hidrocarburíferos. Algunos países consideran apropiado contratar lotes de hasta 2 000 Km², otros llegan a diez mil. El promedio general va de 4 000 a 5 000 Km².

2.3.14. *Pagos iniciales de los contratistas*

Según la legislación hidrocarburífera algunos países productores en este periodo cobran primas de entrada, derechos superficiarios, bonificaciones en dinero y otros beneficios.

En ciertos casos los pagos de este periodo pueden constituir parte del costo, a ser recuperados por los contratistas en el tiempo de producción. Las bonificaciones y primas de entrada, en cambio, no son recuperables.

Las compañías son reacias a esta clase de pagos y consideran que su eliminación estimula las inversiones.

2.3.15. *Devolución de las Áreas*

El periodo exploratorio termina al cumplimiento del plazo, cuando se encuentran reservas comerciales y se pasa al periodo de producción o se devuelven las áreas por haber ocurrido lo contrario. Al respecto es conveniente determinar la forma más adecuada para la devolución de las áreas e instalaciones en cada caso.

2.3.16. *Evaluación*

Una vez encontrado petróleo, para determinar el valor comercial del yacimiento se pueden tomar en cuenta los siguientes aspectos:

a) Estimación de las reservas recuperables y una proyección de la producción

b) Cálculo de los ingresos por la venta del petróleo del yacimiento;

c) Al valor de la venta se restan los montos de los costos de exploración, impuestos, participaciones y otros gastos, y a las utilidades netas se les suman la depreciación y amortización, y

d) Si al ajustar el flujo de efectivos, contra las inversiones efectuadas, y aplicar una tasa de descuento entre 10 y 15%, el resultado es positivo, el yacimiento es comercialmente explotable. Si es negativo, el yacimiento no es atractivo económicamente, al menos a los precios de este cálculo.

El rango de la tasa de descuento es el mínimo aceptable dentro del concepto de costo de oportunidad, a los que pueden incluirse elementos de índole político-social que tiendan a disminuir la tasa de preferencia en el tiempo y el impacto de la inflación en los costos.

2.3.17. *Desarrollo*

El desarrollo de un campo se realiza en base a un plan elaborado por el contratista y aprobado por la Empresa Estatal o el Gobierno.

2.3.18. *Producción*

Establecida la comercialidad del yacimiento encontrado se pasa a la etapa de producción que comprende principalmente los siguientes aspectos:

a) Desarrollo de los campos;

b) Producción;

c) Retribución al contratista;

d) Mantenimiento;

e) Exploración complementaria;

f) Fiscalización y Controles Estatales, y

g) Reversión de los campos y de las instalaciones.

2.3.19. *Delimitación de Áreas*

De acuerdo con los mapas de las reservas descubiertas se delimitan las áreas que serán retenidas por los contratistas para el desarrollo y producción de los campos. Las demás áreas serán devueltas por las compañías al final del periodo de exploración.

2.3.20. *Duración del periodo de exploración*

El periodo de exploración es variable y puede durar entre 10 y 30 años, dependiendo de la reserva y productividad del yacimiento. Generalmente las partes señalan entre 15 y 20 años el tiempo razonable de duración del periodo contratado al respecto.

2.3.21. *Inversiones*

En el desarrollo de los campos continúan realizándose importantes inversiones que dependen de las características de las zonas, de los yacimientos y de las decisiones que convengan las compañías y las entidades gubernamentales encargadas.

En esta etapa hay que determinar el espaciamiento óptimo de los pozos, la instalación de las líneas de recolección, separadores, oleoductos, tanques de almacenamiento, etcétera.

2.3.22. Para fijar la producción de los pozos se calculan las reservas recuperables y en función de otras características se propondrán las tasas óptimas de producción conocidas internacionalmente con la abreviación MER.* Por otra parte, la explotación de los hidrocarburos requiere de una operación técnica muy estricta y eficiente, así como de la aplicación de métodos de recuperación adicional con tecnologías cada vez más avanzadas y cuyo resultado es el aumento de la recuperación final del petróleo *in situ*.

Como alrededor de este aspecto se desenvuelve la explotación petrolera y se prevé la duración de la vida de los campos, es fundamental que conste en el texto de los contratos.

2.3.23. *Mantenimiento de los campos hidrocarburíferos y de las instalaciones*

La explotación de yacimientos hidrocarburíferos requiere de un cuidadoso mantenimiento que incide directamente en la producción. Esto es extensible al mantenimiento y conservación de las instalaciones para que al momento de la reservación tengan todavía una utilización eficiente.

2.3.24. *Exploración adicional*

Durante el lapso de producción debe completarse la exploración del área contratada.

2.3.25. *Retribución al contratista*

La actividad desarrollada por los contratistas implica una variedad de responsabilidades y tareas tales como las de financiar las inversiones, adquirir y transportar diferentes tipos de equipos y materiales, subcontratar obras y dirigir las operaciones. La retribución al contratista por estos servicios se traduce en el pago de las inversiones realizadas y en la percepción de una utilidad razonable. Estas retribuciones se realizan en dinero o especie según la decisión particular de cada país.

Las utilidades netas conforme al criterio auscultado en un buen número de compañías están en el rango del 18 al 22%, calculadas a valor presente y la rentabilidad de los contratos de riesgo medidos en términos de tasa interna de retorno se sitúa alrededor del 25%.

El grupo de trabajo de la OLADE y el I Seminario Latinoamericano reunido para analizar este documento recomiendan que en las negociaciones de los contratos de riesgo se procure conseguir la mayor parte de la producción de petróleo para el Estado a fin de garantizar el abastecimiento y mantener en la parte asignada al contratista la obligación de efectuar los reajustes por variabilidad de los precios del mercado internacional, índices de inflación y abastecimiento del mercado interno, bajo el cuidado de que se conserve constante el margen de rentabilidad considerado a la suscripción del contrato.

En la negociación de las retribuciones anteriores, el monto o valor asignado debe estar fundamentado en modelos de simulación y fórmulas matemáticas. Una modalidad imperante en la industria para determinar la retribución del contratista es la de relacionarla con una Tasa Interna de Retorno satisfactoria y que paralelamente debe ligarse a la política de explotación racional de los campos.

Acordes con los intereses nacionales, los gobiernos deben salvaguardar la explotación de su riqueza petrolera mediante la aplicación de medidas efectivas de racionalidad en la explotación y uso de los recursos hidrocarbúricos.

2.3.26. *Recuperación de las inversiones*

El lapso para la recuperación de las inversiones es determinado por cada país de acuerdo a los regímenes contables elaborados para tal efecto. En general, se determinan alícuotas de amortización de los intangibles, las tasas de depreciación del activo fijo y las modalidades de reembolso que pueden ser por unidad de producción o, en línea directa calculado

en años de vida útil de las instalaciones y equipos; y otras que pueden combinar indistintamente estos procedimientos.

Algunas compañías al discutir la Tasa Interna de Retorno, tratan de recuperar sus inversiones en el menor tiempo posible, plantean la explotación de la mayor cantidad de petróleo para abreviar el lapso de esa recuperación y a veces tratan de aplicar lo menos posible las medidas de explotación racional de los hidrocarburos para evitar incurrir en inversiones adicionales.

2.3.27. *Tributación*

La regalía es un gravamen vigente en algunos países, varía del 5 al 20 por ciento y la liquidación se hace a boca pozo. Los contratistas o las Empresas Petroleras Estatales pagan las regalías en dinero o en especie.

El porcentaje del impuesto a la renta aplicable al resultado de la operación varía de país a país. El criterio imperante es que el contratista tiene que sujetarse a la tributación general del Estado.

En cualquier caso debe insistirse que para no afectar las rentabilidades consideradas al momento de la celebración del contrato deben tomarse en cuenta todos los asuntos relativos a la tributación vigente.

La determinación de los aspectos económicos constituye la parte esencial del contrato, da lugar a las más complejas negociaciones y sus resultados definen las reglas de juego que le transformarán en un instrumento jurídico, estable y duradero.

2.3.28. *Cláusulas Comunes*

En estos contratos se indican también las formas de inspección y fiscalización de la producción; el aprovechamiento del gas, asfaltos y otras sustancias asociadas a los hidrocarburos; las reglas de confidencialidad; establecimiento del sistema de explotación unificada para compartir yacimientos comunes entre varios contratistas; regulación del transporte y almacenamiento; preferencias en la utilización de materiales nacionales; abastecimiento y precios del mercado interno; régimen de personal; subcontratación; facilidades a los funcionarios públicos; empleo y conservación de los bienes; expropiación, servidumbre y las indemnizaciones; construcción de campamentos, vías, aeropuertos, puentes y otras obras; traspaso de acciones y derechos; conservación de recursos naturales; protección a los trabajadores, y el cuidado del medio ambiente.

La inclusión de las cláusulas precedentes son comunes a todos los con-

tratos y deben ser bien estudiadas dada su razón de ser y la importancia que tienen para las partes.

2.3.29. *Jurisdicción, Arbitraje y Soberanía*

En todos los contratos, se establece la jurisdicción, el arbitraje y la forma de terminación, de acuerdo a la legislación y soberanía de cada país.

2.3.30. *Fiscalización y supervisión del Contrato*

El Estado a través del organismo respectivo fiscalizará la ejecución del Contrato.

En cuanto al desarrollo de las operaciones la empresa estatal o el organismo contratante, además de la supervisión del cumplimiento de las obligaciones contractuales, procurará también participar en las decisiones mediante comités mixtos y grupos especializados.

2.3.31. *Sanciones*

Para sancionar el incumplimiento de las obligaciones y, según la gravedad del caso, se aplican procedimientos de resolución o caducidad.

2.3.32. *Adquisición de activos e inversiones*

Para que el Estado pueda, si así lo desea, llegar a ser dueño de su industria petrolera, deberá acordar el establecimiento de las cláusulas de adquisición de los activos.

2.3.33. *Terminación del Contrato*

En los contratos debe contemplarse el plazo de terminación, la forma de reversión de las instalaciones sin pago alguno y la concesión de prórroga, si fuera del caso según las condiciones previstas.

2.3.34. *Claridad, Precisión y Sencillez*

Los contratos deben redactarse con claridad, precisión y sencillez a fin de evitar interpretaciones que afecten a la estabilidad, seriedad y respeto a las obligaciones contraídas.