

**LAS CLAUSULAS ECONÓMICAS Y EL PROCEDIMIENTO DE SELECCIÓN DEL
CONTRATISTA EN EL CONTRATO
DE ASOCIACIÓN PARA LA EXPLORACIÓN Y EXPLOTACIÓN DE
HIDROCARBUROS EN COLOMBIA**

**JUAN MANUEL GONZÁLEZ OSPINA
FRANCY ELIZABETH POLANÍA RINCON**

**CHÍA (CUNDINAMARCA)
UNIVERSIDAD DE LA SABANA
FACULTAD DE DERECHO
1999**

TABLA DE CONTENIDO

Introducción

1. FINALIDAD DEL CONTRATO
 - 1.1. Para ECOPETROL.
 - 1.2. Para la ASOCIADA.
2. INGRESOS
 - 2.1. Para el Estado.
 - 2.1.1. Regalías.
 - 2.1.2. Impuestos
 - 2.1.2.1. Impuesto sobre la Renta y Complementario de Remesas.
 - 2.1.2.2. IVA.
 - 2.1.2.3. Impuesto de Timbre.
 - 2.1.2.4. Impuesto de Industria y Comercio e Impuesto Predial.
 - 2.1.2.5. Participación en la producción.
 - 2.1.2.5.1. Producción escalonada.
 - 2.1.2.5.2. Factor R.
 - 2.1.2.5.3. Areas activas.
 - 2.1.2.5.4. Areas inactivas.
 - 2.1.2.5.5. Producción incremental.
 - 2.1.2.5.6. Riesgo compartido.
 - 2.2. Para la ASOCIADA.
3. COSTOS- FACTOR QUE MIDE LA IMPORTANCIA DEL CONTRATO.
 - 3.1. Costos en la fase de Exploración.
 - 3.2. Gastos en la fase de Explotación
4. EL EQUILIBRIO FINANCIERO DEL CONTRATO.
- ANEXO : Relación del recaudo de impuestos en la industria petrolera durante los años gravables de 1996, 1997 y 1998.
5. SELECCION DEL CONTRATISTA

5.1.1. CARACTERISTICAS

5.1.1.1. SISTEMA ESPECIAL DIFERENTE A LA LEY 80 DE 1993

5.1.1.2 UN MANUAL DE CONTRATACIÓN MIXTO.

5.1.1.3. LA CONTRATACION DIRECTA EN CONTRATOS DE ASOCIACIÓN ES LA REGLA GENERAL.

5.1.1.4 CUANDO ECOPELROL LICITA CON CONTRATOS DE ASOCIACIÓN SIGUE LAS FASES DE LA LEY 80 DE 1993

5.1.2. FASES DE LA CONTRATACION DIRECTA EN LOS CONTRATOS DE ASOCIACION

5.1.2.1. Manifestación de Interés.

5.1.2.2. Propuesta.

5.1.2.3. Determinación de obligaciones exploratorias

5.1.2.4. Aceptación por Junta Directiva

5.1.2.5. Comunicación al Interesado.

5.1.2.6. Firma de Contrato.

5.1.2.7. Protocolización

5.1.2.8. Aprobación de Ministerio de Minas y Energía

LAS CLÁUSULAS ECONÓMICAS DEL CONTRATO DE ASOCIACIÓN PARA LA EXPLORACIÓN Y EXPLOTACIÓN DE HIDROCARBUROS EN COLOMBIA

Introducción

El presente escrito recoge el capítulo pertinente a las Cláusulas Económicas del Contrato de Asociación para la Exploración y Explotación de Hidrocarburos en Colombia, el cual forma parte de la línea de investigación socio-jurídica acerca del citado Contrato, dirigida por el Doctor José Luis Gómez Garavito, Profesor de la Facultad de Derecho de la Universidad de La Sabana.

La directriz que ha impulsado la presente línea de investigación ha sido precisamente el deseo de contribuir a solucionar la carencia de un texto que de manera general, sea capaz de exponer y en este sentido permita entender sencillamente el entorno legal (local) del Contrato de Asociación, como instrumento ideal para desarrollar la política petrolera del Estado Colombiano.

Antes de comenzar con el capítulo que ahora nos ocupa, queremos hacer tres advertencias. En cuanto a la primera, queremos resaltar que actualmente se ventila en ECOPETROL la posibilidad de introducir importantes variaciones sobre el Contrato de Asociación, entre las cuales vale la pena resaltar: la reducción de la participación en la producción por parte de ECOPETROL, ampliación de los términos de exploración, redefinición de la devolución de las áreas contratadas, unificación de los trámites para la obtención de las licencias ambientales y de exploración. Adicionalmente, cursa en el congreso un proyecto de acto legislativo para modificar el artículo 58 de la Constitución Nacional, que regula la expropiación de por vía administrativa. Por último, mediante el Plan Nacional de Desarrollo (actualmente pendiente de sanción presidencial), se plantea modificar el porcentaje que a título de regalías debe pagar la ASOCIADA a las entidades territoriales por la explotación de recursos naturales no renovables, de manera que dejaría de tratarse de un porcentaje fijo e inamovible, para variar entre un 5 y 25%..

En lo que corresponde a la segunda advertencia, es necesario aclarar que son muy pocas las cláusulas del contrato de asociación que no conllevan un efecto económico, sin embargo, pretendemos referirnos en términos generales a aquellas cláusulas cuyo impacto económico permite comprender la magnitud del negocio petrolero en Colombia, tanto para El Estado, como para la ASOCIADA.

Finalmente en relación con la tercera advertencia, precisamos que dada la complejidad de los temas objeto de análisis y las directrices informativas que orientan el presente escrito, a continuación haremos una referencia general de ellos, facilitando al lector las fuentes pertinentes si es su deseo profundizar con mayor detalle en la materia.

1. FINALIDAD DEL CONTRATO.

1.1. Para ECOPETROL.

El desarrollo de la actividad petrolera (comprendida por sus fases exploratoria y explotatoria) es considerada como uno de los negocios más rentables alrededor del mundo. En Colombia este hecho puede verificarse mediante la revisión de las empresas más importantes del país, dentro de las cuales ECOPETROL se ha mantenido en el primer lugar durante varios años.

De esta manera, resulta claro entender que uno de los fines primordiales que ocupa a ECOPETROL en el desarrollo de esta actividad, consiste precisamente en optimizar los resultados del negocio en términos de ingreso. Sin embargo, en tratándose del Estado, el factor ingreso comporta un significado más amplio que la simple obtención de unas rentas que satisfagan el cumplimiento de planes de desarrollo.

En este sentido, nos referimos al otro factor primordial que determina la finalidad del contrato para ECOPETROL, esto es, el autoabastecimiento interno de recursos hidrocarburos, tendientes a su refinación para la obtención de derivados con fines de comercialización, así como para evitar la importación de los mencionados recursos.

De estos factores que hemos llamado primordiales, se desprenden otros, como la adquisición de tecnología, a través de la capacitación de los funcionarios de ECOPETROL por conducto de las entidades ASOCIADAS; la proyección internacional de la industria petrolera Colombiana mediante la presentación de atractivos prospectos a su correspondiente demanda, entre otros.

1.2. Para la ASOCIADA.

No obstante el lento desarrollo que a lo largo de nuestra historia ha tenido la industria petrolera, Colombia ha permanecido como una alternativa interesante en materia de inversión extranjera dentro de dicha actividad.

Lo anterior puede explicarse por la ubicación geográfica de la que goza nuestro país, así como por su bajo costo de mano de obra en comparación con otros países dentro de la misma industria, a lo que se adiciona el hecho de contar con una economía inflacionaria con respecto del dólar americano.

En términos reales el fin que persigue la entidad ASOCIADA al ingresar junto con ECOPETROL en el Contrato de Asociación, radica esencialmente en la máxima obtención de rentabilidad, que se traduce en altos porcentajes de recursos hidrocarburos para fines de su realización.

Como resulta evidente el proceso que deben cumplir ambas partes del contrato para obtener respectivamente la finalidad perseguida es complejo. A continuación analizaremos los elementos que comportan el camino a seguir durante el largo desarrollo del contrato para obtener las mencionadas finalidades.

2. INGRESOS.

2.1. Para el Estado.

Los ingresos que recibe el Estado Colombiano, en relación con la exploración y explotación de hidrocarburos dentro del territorio nacional, se encuentran compuestos por varios conceptos, dentro de los cuales encontramos tres grandes grupos así: Regalías, Impuestos y Participación en la producción, todos ellos con un fundamento legal diferente. Así como se verá más adelante, las regalías provienen expresamente de la Constitución (con posterior desarrollo legal y reglamentario); en cuanto a los impuestos se refiere, si bien su origen es también constitucional, en la medida en que comportan una expresión del deber de contribuir, su fuente jurídica se conforma por innumerables regulaciones de origen legal y reglamentario. Finalmente, la participación en la producción encuentra su origen exclusivamente en el contrato de asociación.

Otra forma de ingreso para ECOPETROL son los Bonos. Esta manera de ingreso entra en aplicación bajo el esquema de licitaciones y, es la situación en la que dos o más oferentes llegan a ocupar posiciones idénticas en cuanto al porcentaje de participación en la producción, por supuesto esto no ocurre sino después de que las fases de la licitación han sido culminadas y no obstante permanecen dos o más oferentes en empate. Para superar dicho empate ECOPETROL ha diseñado una política de Bonos que deben suscribir a su favor los oferentes, en múltiplos de un millón de dólares de los Estados Unidos de América (US\$1'000.000.), pagaderos a más tardar a la fecha de celebración del contrato, de manera que quien logre suscribir mayor cantidad de bonos, llevará consigo la adjudicación del proyecto.

Es de notar que la practica de este tipo de ingreso para ECOPETROL no es frecuente; históricamente sus resultados en Colombia han sido poco significativos, sin embargo de considerarse como un esquema de ingreso estatal de amplia acogida a nivel internacional.

2.1.1. Regalías.

El principio del presente tema necesariamente deberá referirse a las disposiciones Constitucionales relacionadas con la materia, por cuanto este ordenamiento se ha encargado de definir el concepto de regalías.

Sabido es que la exploración y explotación de hidrocarburos en Colombia, es considerada como una actividad de exploración y explotación de recursos naturales no renovables, de los cuales el Estado es su único titular. En efecto, el artículo 332 de la C.N. establece que: “El Estado es propietario del subsuelo y de los recursos naturales no renovables, sin perjuicio de los derechos adquiridos y perfeccionados con arreglo a las Leyes preexistentes”. A su turno el artículo 101 estipula que, entre otros, los elementos que conforman el territorio Colombiano son el subsuelo, el mar territorial, la zona contigua y la plataforma continental.

El artículo 360 de la C.N. dispone lo siguiente:

“La ley determinará las condiciones para la explotación de los recursos naturales no renovables así como los derechos de las entidades territoriales sobre los mismos.

La explotación de un recurso natural no renovable causará a favor del Estado, una contraprestación económica a título de regalía, sin perjuicio de cualquier otro derecho o compensación que se pacte.

Los departamentos y municipios en cuyo territorio se adelanten explotaciones de recursos naturales no renovables, así como los puertos marítimos y fluviales por donde se transporten dichos recursos o productos derivados de los mismos, tendrán derecho a participar en las regalías y compensaciones.” (Subrayado fuera del texto).

Por su parte, la Honorable Corte Constitucional en repetidas oportunidades ha tratado el tema de las regalías. En sentencia C-567 de 1995, esta Alta Corporación haciendo suyo un pronunciamiento del Consejo de Estado, manifestó lo siguiente:

“Por regalía se ha entendido una contraprestación económica determinada a través de un porcentaje del producto bruto explotado que el Estado exige como propietario de los recursos naturales no renovables (...).”

De lo anterior es necesario concluir que las regalías se causan a favor del Estado en la fase de explotación, que no en la exploración de recursos naturales no renovables, v.gr. hidrocarburos.

Finalmente, en cuanto al concepto de regalías se refiere, importantes representantes de la doctrina han sostenido que:

“(...) se entiende que la “Regalía” propiamente dicha es ese porcentaje del producto bruto extraído que el explotador entrega a título de contraprestación económica a favor del Estado (una obligación de hacer cual es la de explotar el recurso y colocarlo en el lugar y condiciones donde pueda ser medido y el Estado lo pueda tomar para sí, previa a cualquier distribución de la producción).

Esta interpretación muy concretamente en materia de hidrocarburos se apoya en la normatividad propia según la cual, las regalías las recibe ECOPETROL en especie. Si bien el Código de Petróleos (arts. 39, 40, 42) permite el pago de las regalías en dinero o en especie a criterio del Gobierno; éste a través de decretos reglamentarios y de los contratos ha querido recibirlas en especie. (D. 2734 /85, D. 545/89, D. 2319/94, entre otros)”

Ahora bien, en términos numéricos, y de conformidad el artículo 16 de la Ley 141 de 1994 (Ley de Regalías) y con la Cláusula número 13 del Contrato de Asociación, las regalías constituyen el 20% del producto bruto de la explotación, que debe entregar el operador del contrato a ECOPETROL. Este porcentaje se distribuye de la siguiente manera:

El municipio o distrito productor:

Producción igual o superior a 20.000 bbls/día. 12.5% = 2.5 de 20%
Producción inferior 20.000 bbls/día 25.0% = 5.0. de 20%

Departamento productor: 47.5% = 9.5 de 20%

Municipio o distrito portuario: 8.0%

Fondo Nacional de Regalías:

Estas sumas son destinadas a las entidades territoriales señaladas por la Ley.

32% cuando el municipio productor recibe el 12.5%

9.5% cuando el municipio productor recibe el 25%

En este punto, es importante aclarar dos aspectos: Como primera medida, ese 20% que recibe el Estado a título de regalías, no se encuentra sujeto a ninguna clase de mengua. Por lo tanto, independientemente del nivel de producción, el Estado Colombiano siempre recibirá un porcentaje fijo de ella como contraprestación económica de la actividad de explotación de recursos naturales no renovables dentro del territorio nacional.

El segundo aspecto consiste precisamente en la manera como los recursos por concepto de regalías llegan a manos del Estado. Pues bien, la ASOCIADA entrega a ECOPETROL las regalías en especie, este a su vez se encarga de realizarlo en dinero, para efectuar la transferencia a las entidades territoriales y al FNR.

Es importante recordar que como fue mencionado, el porcentaje que a título de regalías debe pagar la ASOCIADA, mediante el Plan Nacional de Desarrollo (actualmente pendiente de sanción presidencial) se plantea modificar, de manera que dicha contraprestación se encontraría sujeta a variaciones del 5 al 25%.

En torno a la propiedad de las regalías por parte de las entidades territoriales, se han generado grandes discusiones que han sido dirimidas en varias ocasiones por la H. Corte Constitucional. La discusión principal se centró en el hecho de considerar las regalías como derechos adquiridos por parte de las entidades territoriales beneficiarias de las mismas y en el hecho de ser o no este un ingreso que forma parte de la Cuenta Corriente del Tesoro Público. Con oportunidad de la sentencia C-402 de Agosto 10 de 1998, la Corte manifestó lo siguiente:

“En efecto, la Corte considera pertinente reiterar en esta ocasión, que desde la promulgación de Carta de 1991, las regalías no constituyen derechos adquiridos para los entes territoriales, sino derechos de participación económica, como lo ha dejado claramente expuesto en las sentencias C-567 de 30 de noviembre 1995, M.P. Dr. Fabio Morón Díaz; C-128 de 1998, M.P. Dr. Fabio Morón Díaz, T-141 de 1994, M.P. Dr. Vladimiro Naranjo Mesa, C-478 de 1992 M.P. Dr. Eduardo Cifuentes Muñoz, C-346 de 1995, M.P. Dr. Carlos Gaviria Díaz. Por lo tanto sobre estas contraprestaciones no se puede predicar propiedad alguna, salvo la estatal, como quiera que éste último es el titular único del subsuelo, según se desprende de los artículos 101, 102 y 332 constitucionales.”

Dentro del mismo fallo y con anterioridad a la cita arriba transcrita, esta Honorable Corporación expuso:

“ (...) que en cuanto se refiere a la distribución de los ingresos fiscales generados por la actividad minera, la Carta no adoptó la regla de simple reparto entre la Nación y las entidades territoriales, que fuera utilizada para establecer el situado fiscal y la cesión de rentas a favor de los municipios. En efecto, la Constitución otorgó, en primer término, un derecho propio de los departamentos y municipios a participar en los beneficios económicos derivados de la explotación de recursos mineros en sus respectivos territorios; por lo tanto, no se trata de una cesión de rentas nacionales, como ocurre con el situado fiscal y la participación de los ingresos corrientes de la Nación, en beneficio de los entes territoriales, y en segundo término, con las rentas fiscales no asignadas por este concepto, se ordenó la constitución de un Fondo Nacional de Regalías, como mecanismo de planeación en la asignación de los recursos provenientes de las regalías.”

En conclusión, por concepto de regalías generalmente ECOPETROL recibe una especie, esto es, crudo o gas. Este a su vez, entrega dinero en los porcentajes de participación vistos, a los municipios y departamentos en los que se produce la extracción de los minerales, como al Fondo Nacional de Regalías.

En cumplimiento de lo establecido por el artículo 361 de la Constitución Nacional, la Ley 141 de 1994 creó el Fondo Nacional de Regalías (FNR). Esta entidad se nutre del remanente de las regalías no asignado a los departamentos ni municipios productores de hidrocarburos. La misma Ley 141 contempla un detallado orden de aplicación de los recursos a distintas entidades territoriales, cuya destinación también ha sido especificada por la Carta Política. En términos generales, los ingresos que las entidades territoriales reciben por cuenta del FNR son aplicados a la promoción de la minería, a la preservación del medio ambiente y al financiamiento de proyectos regionales de inversión definidos como prioritarios en los planes de desarrollo de cada una de las entidades territoriales.

Considerando los múltiples objetivos que la misma Ley de Regalías pretende abarcar y el hecho que no son pocas las entidades territoriales cuya fuente de ingresos se origina exclusivamente en

lo que por regalías les corresponde, encontramos al FNR como una gran torta de la que todos pretenden obtener la mejor tajada, a lo que se le añade que las políticas de distribución aplicadas por esta entidad, constituyen un complejo modus operandi.

Finalmente, con el fin de ilustrar el impacto económico en términos de recaudo, a continuación presentamos resumen de los ingresos generados por concepto de regalías durante 1998:

“En 1998 el sector petrolero generó \$705.066 millones en regalías por la producción de crudo y gas natural. E riqueza que beneficia a 70 municipios productores, 19 departamentos, ocho corporaciones regionales, seis fondos de inversión, nueve municipios portuarios y el Fondo Nacional de Regalías, a través del cual se irriga al resto de la nación. Ese valor es superior en más de \$103.000 millones al de 1997 (...)

DISTRIBUCIÓN DE REGALÍAS 1998 (M\$)

BENEFICIARIO	MONTO
Deptos. Productores	234,473
Deptos. No productores	30,317
Mpios productores	93,108
Mpios no productores	7,642
Puertos	56,583
Fondos de Inversión	12,288
Corporaciones Regionales	1,658
Fondo Nacional de Regalías	268,991

2.1.2. Impuestos.

Los ingresos que por concepto del negocio petrolero recibe ECOPETROL y la ASOCIADA, se encuentran sujetos a gravámenes de distinta naturaleza, como lo estudiaremos a continuación (Impuesto sobre la renta y complementario de remesas –contribución especial, como un tributo adicional -; IVA; Impuesto de timbre; Impuesto de industria y comercio e Impuesto predial).

2.1.2.1. Impuesto sobre la Renta y Complementario de Remesas.

Para comenzar, queremos señalar brevemente que el impuesto sobre la renta se genera en Colombia por la percepción de un ingreso susceptible de incrementar el patrimonio. La tarifa a la que se grava tal ingreso para las sociedades nacionales o extranjeras es del

35%. (Artículo 99 de la Ley 223 de 1995, que modificó el artículo 240 del Estatuto Tributario). La base sobre la que se calcula el impuesto, esto es, la base sobre la cual se aplica la tarifa del 35% se obtiene como resultado de la depuración de una serie de factores señalada en el artículo

26 del Estatuto Tributario.

En este sentido es importante considerar que como se mencionó, el impuesto sobre la renta grava el ingreso realizado, no la extracción de hidrocarburos. Entendemos por ingreso realizado, aquél que resulta como producto de la venta o exportación del mineral, de conformidad con el valor por barril determinado por el Ministerio de Minas y Energía, en dólares de los Estados Unidos de América, para cada explotación en particular.

En cuanto al impuesto complementario de remesas, de acuerdo con el artículo 319 del Estatuto Tributario, este se causa por la transferencia al exterior de rentas o ganancias ocasionales obtenidas en Colombia. Para las sucursales de sociedades u otras entidades extranjeras se presume causado el impuesto por la simple obtención de utilidades comerciales en Colombia.

La naturaleza del impuesto de remesas, como complementario del impuesto sobre la renta, permite concluir que el hecho económico sujeto a remesas, necesariamente debe ser considerado renta de fuente nacional y por lo tanto sujeto a impuesto de renta. En otras palabras, aquello que no se encuentra gravado con el impuesto sobre la renta, mal podría estarlo a título de remesas. Actualmente la tarifa aplicable por concepto de impuesto de remesas equivale al 7%.

Hay que anotar que estos impuestos se verifican respecto de ECOPETROL y de la ASOCIADA de manera independiente.

A estas alturas, resulta indispensable revisar un tributo adicional. El artículo 12 de la Ley 6 de 1992, creó una contribución especial (tributo diferente al impuesto sobre la renta y complementario de remesas) por explotación o exportación de petróleo crudo, gas libre, carbón y ferroníquel. Dicha contribución especial consistía en que a partir del mes de Julio de 1992 y hasta el mes de Diciembre de 1997 quienes para este tiempo fueran productores o exportadores de los minerales anotados, y específicamente para el caso del petróleo y el gas, debían pagar mensualmente al Gobierno Nacional las sumas determinadas para tal efecto en el artículo 13 de la misma Ley:

“Artículo 13. Base gravable y tarifa de la contribución especial por explotación o exportación de petróleo crudo, gas libre, carbón y ferroníquel.

(...)a. Petróleo Crudo. Con base en el total producido en el mes, a razón de \$600 por cada barril de petróleo liviano producido y en el caso del petróleo pesado que tenga un grado inferior de 15 API, a razón de \$350, por cada barril producido.

b. Gas Libre y/o asociado. Con base en el total producido en el mes, excluido el destinado para el uso de generación de energía térmica y para consumo doméstico residencial, a razón de \$20 y cada mil pies cúbicos de gas producido.

También formará parte para liquidar la contribución, la producción de gas asociado que no se utilice o se queme en el campo de la producción. (...)”

La misma Ley 6, se encargó de gravar con contribución especial, los porcentajes que correspondían a las regalías. Y por supuesto, los valores expresados en el artículo 13, se actualizarían año a año.

Los nuevos exploradores también quedaron gravados. En efecto el artículo 15 de la Ley 6 de 1992, dispuso:

Artículo 15. Contribución especial para nuevos exploradores de petróleo crudo y gas libre. Los nuevos exploradores estarán obligados a pagar mensualmente una contribución especial por la producción de petróleo crudo y gas libre o no producido conjuntamente con el petróleo, durante los primeros seis años de producción.

En lo referente a la base gravable, tarifa, periodicidad, forma y plazos para pagar, actualización de los valores para cada año y control de la contribución especial establecida en este artículo, le son aplicables, en lo pertinente lo señalado en los artículos 13, 14 y 18 de esta ley”.

Mediante la Sentencia C-430 de 1995, la Honorable Corte Constitucional declaró exequibles todos los artículos de la Ley 6 de 1992.

Con posterioridad, la Ley 223 de 1995 determinó la fecha hasta la cual operaría la contribución especial (diciembre 31 de 1997). Adicionalmente el artículo 52 de la misma Ley, prorrogó el término de vigencia de la contribución especial hasta el 31 de diciembre del año 2000 para los yacimientos y/o campos descubiertos con posterioridad al 30 de junio de 1992 y antes del 1 de enero de 1995 y cuya producción o explotación se iniciare con posterioridad al 31 de diciembre de 1994.

No obstante lo anterior, con fecha de abril 10 de 1997 y por virtud de la Sentencia C-185, la Honorable Corte Constitucional, manifestó:

“ (...) Habiendo dispuesto el legislador que la Ley 223 de 1995 regiría a partir de la fecha de su publicación (es decir, el 22 de diciembre de 1995, según Diario Oficial No. 42160), desde ese mismo día dejó de ser obligatoria la contribución especial que había sido impuesta mediante artículo (sic.) 248-1 del Estatuto Tributario, derogado de manera expresa por el artículo 285, demandado, perteneciente a la enunciada Ley.

Por supuesto, para el 31 de diciembre de 1995, al cierre del período fiscal correspondiente, tal contribución ya no estaba vigente (...)”

Finalmente, como los artículos 52 (nuevas vigencias de la contribución para determinados yacimientos), 53 (base gravable de la contribución especial) y 56 (sujetos pasivos) de la Ley 223

de 1995, no se encontraban incorporados al artículo 248-1 del Estatuto Tributario, que como se vio, quedó derogado, la contribución especial que ellos contemplan se encuentra vigente. Lo anterior fue ratificado nuevamente por la H. Corte Constitucional en su sentencia C-94 de 1998, y en definitiva tenemos que este es el esquema relativo a la tantas veces mencionada contribución especial que se encuentra vigente.

Con respecto de la descripción que trae el artículo 52 de la Ley 223 de 1995, relacionada con determinados yacimientos para los que la contribución especial estaría vigente hasta el 31 de diciembre del año 2000, se presentó una discusión en el sentido de existir solo un yacimiento en el país con tales características. Tal discusión fue desfavorablemente dirimida en la misma sentencia C-094 de 1998.

A continuación, se ilustra la participación que tuvo la contribución especial en el PIB a partir de su entrada en vigencia y hasta 1998:

Participación de la Contribución Especial en el PIB

1992	0.07%
1993	0.21%
1994	0.20%
1995	0.24%
1996	0.30%
1997	0.26%
1998	0.03%

Para terminar en cuanto al impuesto sobre la renta se refiere, la Legislación Tributaria no contempla un régimen especial para las ASOCIADAS, por lo que tributan en condiciones de igualdad con respecto de las demás figuras asociativas. Sin embargo encontramos las siguientes excepciones al régimen común, para dichas entidades:

Las condiciones determinadas por el artículo 215 para mantener una exención en la fase de explotación de hidrocarburos, creada por el artículo 46 de la Ley 75 de 1986.

Unas tarifas especiales para inversionistas extranjeros en la explotación o producción de hidrocarburos, en relación con los impuestos de renta y remesas. Estas tarifas son:

AÑO	RENTA	REMESAS
1996	12%	12%
1997	10%	10%
1998	7%	7%

En materia de descuentos las ASOCIADAS gozan de un tratamiento preferencial. A continuación hacemos referencia a estas deducciones:

Artículo 159: Deducción por inversiones amortizables en la industria petrolera y el sector minero.

Artículo 160: Deducción por exploración de petróleos en contratos vigentes al 28 de octubre de 1974.

Artículo 161: Deducción por agotamiento en explotación de hidrocarburos en contratos vigentes a octubre 28 de 1974.

Artículo 162: Sistema para la determinación de la deducciones prevista en el artículo 161.

Artículo 163: Agotamiento normal a base de porcentaje fijo.

Artículo 164: Determinación del valor bruto del producto natural.

Artículo 165: Limitación a la deducción del artículo 161.

Artículo 166: Deducción por factor especial de agotamiento en explotación de hidrocarburos

Cabe resaltar que en el curso de nuestra investigación, no hemos encontrado un escrito que haga profunda referencia al tema de los descuentos fiscales establecidos en favor de las ASOCIADAS. No obstante anticipamos las excusas pertinentes en caso contrario.

2.1.2.2. IVA.

El impuesto sobre las ventas recae sobre diferentes hechos económicos descritos en el artículo 40 del Estatuto Tributario. Estos hechos son:

- a. Las ventas de bienes corporales muebles que no hayan sido excluidas expresamente.
- b. La prestación de servicios en el territorio nacional.

La importación de bienes corporales muebles que no hayan sido excluidos expresamente.

De conformidad con la cláusula 14.1 del Anexo B del Contrato de Asociación, en concordancia con la Cláusula 22.6 del Contrato, el IVA incurrido en la fase de explotación, deberá ser cargado a las partes (ECOPETROL y ASOCIADA), de la misma manera como se distribuya entre ellas la producción después de regalías.

Cabe preguntarse la manera como se carga este impuesto en la fase de exploración. La respuesta a este interrogante resulta obvia; dado que en esta etapa todas las erogaciones realizadas por la

ASOCIADA son por su propia cuenta y riesgo, ella debe asumir la totalidad del impuesto como mayor costo de la operación.

Generalmente las ASOCIADAS son catalogadas como grandes contribuyentes por la Administración de Impuestos y Aduanas Nacionales, lo que de conformidad con el inciso segundo del artículo 437-2 del Estatuto Tributario, las convierte en agentes retenedores del impuesto sobre las ventas. A su vez, la calidad de estos agentes los hace responsables de las sumas que se encuentren obligados a retener por concepto de dicho impuesto, al tenor de lo dispuesto en el artículo 437-3 del mismo ordenamiento. Todo lo anterior nos sirve para concluir, como es bien sabido, que por regla general las ASOCIADAS pertenecen al régimen común del impuesto sobre las ventas y por lo tanto, se encuentran sujetas a todas obligaciones que este régimen establece.

Dentro de la industria de hidrocarburos, los bienes excluidos del impuesto sobre las ventas, cuando el hecho generador del impuesto lo constituye una venta, corresponden a las siguientes partidas arancelarias, determinadas por el artículo 424 del Estatuto Tributario: 27.01; 27.02; 27.03; 27.04 y 27.09.00.00.00.

Por otra parte, el artículo 425 del Estatuto Tributario contempla otros bienes que no causan el impuesto, sin consideración al hecho generador del mismo. Dentro de tales bienes encontramos los siguientes: el petróleo crudo destinado a su refinación, el gas natural, los butanos y la gasolina natural.

El literal segundo del artículo 1 del Decreto 584 de 1975, establece que en la exploración, explotación y producción de hidrocarburos, se consideran industrias básicas, las industrias de exploración, extracción y refinación básica en el petróleo, gas e hidrocarburos (hasta la obtención de combustibles de las posiciones arancelarias 27.09 a 27.11 inclusive y de los hidrocarburos de la posición 29.01 del arancel). Este dato resulta relevante en la medida en que el literal e), del artículo 428 del Estatuto Tributario establece que las importaciones temporales de maquinaria pesada para industrias básicas, no causan IVA, siempre que esta maquinaria no se produzca en el país.

2.1.2.3. Impuesto de Timbre.

Por cumplir con los presupuestos señalados para el efecto por el artículo 519 del Estatuto Tributario, el contrato de Asociación se encuentra sujeto a impuesto de timbre en Colombia, calculado a la tarifa del 1.5% sobre el valor total del Contrato que en los términos de este artículo, deberá ser equivalente o superar los \$41.800.000.00.

Ahora bien, cuando la cuantía del contrato no puede determinarse al momento de su celebración pero es determinable en la medida en que este se ejecute, que es exactamente lo que sucede con el Contrato de Asociación, el impuesto de timbre se calcula a la tarifa señalada, pero con respecto de cada pago o abono en cuenta vía retención en la fuente.

2.1.2.4. Impuesto de Industria y Comercio e Impuesto Predial.

De conformidad con el artículo 16 del Decreto 1056 de 1953 (Código de Petróleos), la exploración y explotación de petróleo, el petróleo que se obtenga, sus derivados y su transporte, entre otros, se encuentran exentos de toda clase de impuestos departamentales y municipales. Este artículo fue declarado exequible por la H. Corte Constitucional en reciente sentencia Octubre 1 de 1998 (C-537/98), fundamentando su decisión en la incompatibilidad constitucional que se genera entre los impuestos y las regalías.

2.1.2.5. Participación en Producción: Diferentes modalidades de contrato.

Como punto de partida, encontramos un contrato marco, que por razones que a delante veremos, ha sufrido modificaciones que posibilitan un marco de contratación variado y no único. Dichas modificaciones serán analizadas bajo el alcance según el cual, ECOPETROL y la ASOCIADA, son “socios” y como tales confluyen en un animus societatis, del cual deriva su interés en obtener utilidades y por supuesto evitar pérdidas, lo que demandará la existencia de diferentes modalidades de contrato de asociación.

ECOPETROL ha entendido al Contrato de Asociación, más que un contrato, como una filosofía de contratación. No obstante, la entidad estatal consciente de los constantes cambios de la industria petrolera, se ha mantenido a la vanguardia del negocio, mediante la actualización del contrato como lo veremos a continuación.

Las diferentes modalidades de contratación que han sido adoptadas por ECOPETROL, obedecen a la necesidad de presentar a la oferta una variedad de alternativas contractuales que consulten el riesgo de la inversión, incentivando así la actividad exploratoria a nivel nacional e internacional y que permitan mantener la autosuficiencia petrolera, así como generar excedentes exportables a mediano plazo.

Vista la necesidad de las diferentes modalidades de contrato, es preciso anotar que el elemento determinante entre una y otra radica en la manera como va a ser distribuida la producción entre las partes, después de que la ASOCIADA ha recuperado el doble de su inversión.

2.1.2.5.1. Producción escalonada.

Como consecuencia del descubrimiento Caño Limón, y previendo erradamente que los subsiguientes descubrimientos se comportarían de manera similar al anotado, los Decretos 2782 del 28 de Noviembre de 1989 y el Decreto 1093 del 25 de Mayo de 1990, introdujeron una modificación al Contrato de Asociación por virtud de la cual, a mayor tamaño del descubrimiento, mayor sería la participación del ECOPETROL, en contraposición con la fórmula tradicional de distribución de la producción entre una y otra parte, es decir, 50% para ECOPETROL y 50% para la ASOCIADA.

Por consiguiente, se estableció una tabla de producción acumulada en millones de barriles, como referencia para la aplicación de la nueva política de distribución así:

PRODUCCIÓN ACUMULADA	PORCENTAJE ECOPETROL	PORCENTAJE ASOCIADA
0-60	50	50
60-90	55	45
90-120	60	40
150-Sup.	70	30

La producción escalonada presentó varios factores adversos, hasta el punto de convertirse en una política petrolera que fracasó a nivel mundial. Dentro de estos factores encontramos que:

No incentiva la exploración posterior al descubrimiento inicial, en la medida en que la participación de la ASOCIADA desciende a su mínima expresión.

No considera las fluctuaciones de precio internacional del petróleo, ni los mayores costos de los proyectos, como resultado de geologías complejas.

Finalmente, los Decretos arriba mencionados fueron declarados nulos el 3 de Febrero de 1994 por la Sección Tercera del Consejo de Estado. No obstante, para este momento ya se encontraban celebrados 16 contratos de asociación con ECOPETROL, que por el efecto de la vigencia de la Ley en el tiempo debieron sujetarse a la política en cuestión.

En 1998, ECOPETROL ofreció a los 16 contratos de asociación que se encontraban bajo la modalidad de producción escalonada, la posibilidad de acogerse al siguiente esquema:

“Los campos en los cuales se haya aprobado la existencia de reservas de hidrocarburos líquidos o gaseosos, seguirán bajo los términos y condiciones del contrato firmado.

El resto del área contratada, la ASOCIADA la podrá devolver a ECOPETROL y se dividirá en 2 sectores (75%/25%), previa negociación que garantice una repartición equitativa de los prospectos y/o áreas respectivas en cada uno de ellos. Al área total inicialmente contratada, se le descontarán las devoluciones de las áreas realizadas antes de finalizar el período de exploración y las áreas declaradas comerciales incluidas las zonas de protección de 5 Km.

El 25% del área resultante será contratada con esta misma ASOCIADA para que incremente la actividad exploratoria, bajo el contrato de adhesión para áreas activas actualmente vigente. En estas áreas se acordarán nuevas obligaciones contractuales en cuanto a actividad exploratoria, de acuerdo con el tamaño y estado del conocimiento geológico.

Para el área remanente, se abrirá una subasta pública para ser adjudicada nuevamente y así incrementar la actividad exploratoria.”

2.1.2.5.2. Factor R.

El denominado factor R no ha sido una innovación Colombiana, por el contrario suele aplicarse en el régimen común de contratación petrolera y constituye una de las más importantes modificaciones al Contrato de Asociación realizada en 1995, en contraposición al esquema de producción escalonada.

Este factor proviene del resultado de la aplicación de una fórmula contenida en la Cláusula 14.2.2 del Contrato de Asociación (tipo o modelo), y consiste básicamente en lo siguiente; deducido el porcentaje correspondiente a regalías (20%) del total de la producción, el remanente es distribuido entre ECOPETROL y la ASOCIADA en proporciones equivalentes del cincuenta por ciento (50%) para cada parte.

Ahora bien, una vez el remanente mencionado de producción acumulada sobrepase la cantidad de 60 millones de barriles, la distribución del petróleo o gas de la respectiva área contratada se efectúa conforme a la siguiente fórmula:

$$R = \frac{IA}{ID + A - B + GO}$$

De la aplicación de la fórmula anterior, se obtiene el resultado equivalente al factor R, que como se dijo entrará a distribuir la producción (bajo las condiciones descritas) de la siguiente manera:

FACTOR R	ASOCIADA	ECOPETROL
De 0.0 a 1.0	50	50
De 1.0 a 2.0	50/R	100-50R
De 2.0 a más	25	75

Las variables consignadas en la fórmula del factor R, son definidas en la cláusula 14.2.3 del Contrato de Asociación.

En relación con este punto, encontramos una clara explicación en la revista "La Nota Económica" del 15 de Diciembre de 1997, de lo que podemos resaltar lo siguiente:

$$R = \frac{\text{Ingresos (revenue)}}{\text{Costo de capital + costo de operación - reembolso}}$$

Tanto el numerador como el denominador de la fracción son acumulativos durante la vida del

contrato. En los costos no se incluyen los impuestos. El factor R se recalcula trimestralmente. La manera de aplicarlo es la de dividir la participación del asociado después de regalías por el factor.

Al principio del contrato, los costos superan los ingresos y la fracción es menor que uno. Ahí, por consiguiente, no se aplica el factor. Cuando la fracción llega a 1, en cambio, se dispara el factor R. Por ejemplo, si se parte de una participación del 40% y el factor R es 1.2, la participación del asociado es del 33.3%. ($40/1.2 = 33.3$).

(...)

Con el factor R se pretende capturar los excesos de rentabilidad. A diferencia del contrato de producción escalonada, el factor R sí tiene en cuenta mayores costos de capital u operación, así como menores precios internacionales del petróleo. Como es acumulativo, la participación del asociado va cambiando en la medida en la cual se desarrolla el contrato.”

En definitiva, este esquema garantiza la recuperación hasta del doble de la inversión efectuada por la ASOCIADA, punto en el cual la participación en la producción para esta disminuye en las proporciones que resulten de aplicar la fórmula del Factor R.

2.1.2.5.3 Áreas activas.

En realidad no hemos logrado encontrar una fuente que nos proporcione la definición (si se quiere de ECOPETROL o el Ministerio de Minas y Energía) de lo que debe entenderse por las áreas activas. Sin embargo de los múltiples documentos analizados y apelando a la aplicación de la deducción lógica, podemos entender este concepto a través de un enunciado negativo de la definición de las áreas inactivas.

Así las cosas, tenemos que se trata de áreas caracterizadas por encontrarse en zonas geográficas que cuentan con una infraestructura apropiada para la exploración y explotación de hidrocarburos, la información geológica relacionada con las mismas, así como los factores operativos y técnicos no presentan dificultades considerables. Por todas estas razones cabría concluir que la amabilidad de las condiciones que rodean este tipo de áreas, las hacen atractivas por sí mismas tanto a la inversión nacional como a la extranjera, sin necesidad de generar grandes incentivos.

2.1.2.5.4 Áreas inactivas.

Dentro de las características que rodean a las áreas inactivas, pueden resaltarse: el bajo nivel de información geológica, su complejidad técnica y operacional, su localización en zonas geográficas alejadas de la infraestructura existente, entre otras. Estas circunstancias han facilitado considerar a las áreas inactivas como excluidas dentro del portafolio de oportunidades de las compañías extranjeras.

“Estos factores prolongan el tiempo de exploración y demandan mayores costos para el descubrimiento y explotación de un yacimiento, afectando en forma negativa el cubrimiento de riesgo, en términos de factor presente neto esperado.

En el ámbito internacional, el mayor riesgo de determinadas áreas se ha compensado con el otorgamiento de estímulos económicos para los inversionistas, a través de mayores tiempos de exploración y producción, menores impuestos, y mayor participación en la distribución de la producción; con lo cual se alcanzan rentabilidades que superan en más de diez (10) puntos porcentuales a las obtenidas en áreas de bajo riesgo”

Con el objeto de contrarrestar los efectos negativos que ofrecen dichas áreas, ECOPETROL ha diseñado una estrategia que optimiza las garantías a las ASOCIADAS, consistente en la ampliación del término de exploración de seis (6) a ocho (8) años.

2.1.2.5.5 Producción incremental.

Este esquema se presenta con respecto de los campos que han sido revertidos a ECOPETROL con reservas ya descubiertas donde la fase exploratoria inicial se encuentra superada y su necesidad aboga por avanzada tecnología de punta con el fin de optimizar la operación y mejorar el recobro de hidrocarburos.

“Este tipo de trabajo se adecua más fácilmente a un contrato en el cual el inversionista aporta tecnología y capital, obteniendo una retribución que puede darse como una participación sobre la producción incremental”

Veamos entonces como ECOPETROL en la práctica lleva a cabo este modelo:

“Mediante la aplicación de nuevas tecnologías por inversión de riesgo 100% para el contratista y bajo la operación ECOPETROL, se espera obtener producciones incrementales con relación a la producción básica del campo. La retribución para el socio inversionista se establece como un porcentaje de dicha producción incremental, la cual es el único parámetro de adjudicación de la subasta, con un mínimo de 25% para ECOPETROL. Igualmente se contempla la aplicación del factor R, pero manteniendo los límites de aplicación entre 1 y 2, a partir de los 60MB de producción incremental acumulada.

2.1.2.5.6. Riesgo compartido.

Este es un mecanismo adoptado por ECOPETROL desde 1996, mediante el cual dicha entidad abre la posibilidad al capital privado de participar en la exploración y explotación de áreas asignadas para su directa operación.

Las diferencias que presenta este esquema de contratación con respecto al ofrecido por el esquema tradicional, pueden resumirse así:

ECOPETROL asume una posición de riesgo, en cuanto participa del 50% de los gastos incurridos en la fase exploratoria.

El riesgo de la exploración se matiza en la fase explotatoria, con una mayor participación en la producción por parte de la entidad estatal.

Esta modalidad se ha manejado a través del sistema de licitaciones. El Factor primordial de tal concurso, consiste precisamente en negociar el porcentaje de participación en la producción que las compañías ofrezcan a ECOPETROL por encima del estándar del 50% y del factor R.

El factor R se aplica a partir de una producción acumulada de treinta millones (30.000.000) de barriles, manteniendo los límites de variación entre 1 y 2.

Ejemplos del contrato de riesgo compartido son los proyectos de Troyano y Torcoragua licitados en 1996.

2.2. Para la ASOCIADA.

De lo que hemos visto podría pensarse que los ingresos percibidos por la ASOCIADA en la exploración y explotación de hidrocarburos en Colombia, solo se refieren a lo que a ella corresponde por concepto de distribución de la producción. Pues bien, la ASOCIADA como unidad económica cuenta con posibilidades marginales de originar recursos de esta sola actividad. Veamos:

Por una parte, la mayoría de las ASOCIADAS cotizan sus acciones en el mercado nacional o internacional de valores, de manera que la enajenación de sus acciones en bolsa representa un ingreso íntimamente relacionado con su actividad de exploración y explotación de hidrocarburos que puede hacer relación al desarrollo de dichas actividades a nivel nacional o internacional, sin embargo este tipo de ingreso se caracteriza por su calidad marginal, así, el ingreso no se genera por la venta en sí de las acciones, en la medida en que este ya se ha realizado como mayor cotización de los bienes objeto de venta. La marginalidad del ingreso la define la magnitud de los yacimientos descubiertos por la ASOCIADA y, es este precisamente el factor que incrementará o en su defecto decrecerá la cotización de las acciones de la ASOCIADA en los mercados internacionales de valores.

Otra posibilidad de ingreso para la ASOCIADA se presenta cuando esta decide ceder su posición en el contrato en la fase explotatoria. Aceptada la cesión por parte del Estado y, dependiendo del acuerdo al que hubiere llegado con el cesionario, la ASOCIADA puede percibir de aquél (el cesionario) una suma única o un porcentaje de la producción a título de regalía, como contraprestación de la cesión misma.

Para terminar no sobra mencionar por supuesto que, la participación en la producción representa para la ASOCIADA en los términos vistos, el mayor factor de ingreso en el desarrollo de su

actividad explotatoria de hidrocarburos en Colombia.

3. COSTOS- FACTOR QUE MIDE LA IMPORTANCIA DEL CONTRATO.

El contrato de Asociación hace una distinción en cuanto a las erogaciones que su desarrollo mismo demanda, tanto en la fase de exploración como la de explotación. Tal distinción consiste en que los costos requeridos por la exploración corren por cuenta y riesgo única y exclusivamente de la ASOCIADA. Por el contrario, las erogaciones correspondientes a la fase de explotación se distribuyen por partes iguales para ambas partes.

Para los efectos del presente análisis, haremos referencia a las cláusulas del contrato que se relacionan con los costos del mismo, bajo la distinción que plantea su texto en cuanto a aquellos que forman parte de la fase exploratoria como la explotatoria.

3.1. Costos en la Fase de Exploración.

ECOPETROL como representante de la República de Colombia propietaria del subsuelo del territorio nacional, realiza uno de los principales aportes al Contrato de Asociación, al conceder a la ASOCIADA un derecho inmaterial de exploración y posterior explotación (cumpliendo con determinados requisitos que adelante estudiaremos) fruto del dominio eminente del Estado, que se concreta en el espacio o espacios físicos donde ha de tener lugar el desarrollo del contrato.

De conformidad con el numeral 4.6 de la cláusula cuarta del Contrato, por costos directos de exploración debe entenderse:

“Son las erogaciones monetarias en que incurre razonablemente la ASOCIADA por la adquisición de sísmica y la perforación de Pozos de Exploración, así como por las localizaciones, terminación, equipamiento y pruebas de tales pozos. Los Costos Directos de Exploración no incluyen soporte administrativo ni técnico de la casa matriz, ni oficinas centrales de la compañía.”
(Subrayado fuera del texto)

Por su parte, el numeral 9.2.2 de la cláusula novena dispone:

“ECOPETROL reembolsará a la ASOCIADA el 50% (cincuenta por ciento) de los Costos Directos de Exploración efectuados por la ASOCIADA por su cuenta y riesgo dentro del Area contratada, con anterioridad a la fecha de presentación de los estudios de comercialidad de cada nuevo Campo Comercial descubierto, conforme al numeral 9.1 de esta Cláusula.”

A su turno el numeral 9.2.3 de la cláusula novena determina que:

“El monto de estos costos se determinará en Dólares de los Estados Unidos de América, tomando como fecha de referencia aquella en que LA ASOCIADA haya efectuado tales desembolsos; por tanto, los costos causados en pesos colombianos se liquidarán a la tasa representativa del mercado certificada por la Superintendencia Bancaria o la entidad que haga sus

veces, que rija en la fecha aquí señalada.

Parágrafo: Una vez definido el monto de los Costos Directos de Exploración a reembolsar en dólares de los Estados Unidos de América, este valor será ajustado desde la fecha de su desembolso, por cada año o fracción de año, hasta la fecha definida por el Ministerio de Minas y Energía como de iniciación de explotación del respectivo Campo, con la tasa de inflación internacional del año respectivo y en su defecto, la del año anterior. El valor de la inflación internacional a utilizar será la variación porcentual anual del índice de precios al consumidor de los países industrializados tomado de las “Estadísticas Financieras Internacionales” del Fondo Monetario Internacional (página S63 o su reemplazo) y en su defecto, la publicación acordada por las partes”.

El numeral 9.2.4, de la cláusula novena reza:

“ El Reembolso de los Costos Directos de Exploración, según lo expresado en la Cláusula nueve (numeral 9.2.2) será hecho por ECOPETROL a LA ASOCIADA, a partir del momento en el que el Campo sea puesto en producción por el Operador, con el monto en dólares equivalente al 50% (cincuenta %) de su participación directa en la producción total del respectivo Campo, después de deducir el porcentaje correspondiente a regalías.

Parágrafo: Si se trata de un Campo Comercial de Gas, dicho reembolso será hecho por ECOPETROL a LA ASOCIADA, a partir del momento en que el Campo sea puesto en producción por el Operador, con el monto en dólares equivalente al ciento por ciento (100%) de su participación directa en la producción total del respectivo Campo, después de deducir el porcentaje correspondiente a regalías.”

De conformidad con el numeral 9.3:

“Si ECOPETROL no acepta la existencia del Campo Comercial de que trata la Cláusula novena (numeral 9.1) podrá indicar a la ASOCIADA los trabajos adicionales que considere necesarios para demostrar la existencia de un Campo Comercial, trabajos cuyo costo no podrá ser superior a DOS MILLONES DE DÓLARES (US\$2'000.000.00), ni podrán requerir para su ejecución de un lapso mayor de un (1) año, en cuyo caso, el Período de Exploración para el Area Contratada se prorrogará automáticamente por un tiempo igual al que se haya convenido por las Partes como necesario para ejecutar los trabajos adicionales solicitados por ECOPETROL en esta Cláusula, pero sin perjuicio de lo estipulado en cuanto a la reducción de áreas en la Cláusula ocho (numeral 8.1).”

Respectivamente la Cláusula 9.4:

“Si ECOPETROL después de ejecutados los trabajos adicionales que ha solicitado de acuerdo con la Cláusula nueve (9.3), acepta la existencia del Campo Comercial de que trata la Cláusula nueve (9.1), entra a participar en las operaciones de desarrollo del Campo antes mencionado en

los términos establecidos en este contrato y reembolsará a la ASOCIADA en la forma estipulada en la Cláusula nueve (numerales 9.2.3 y 9.2.4), el cincuenta por ciento (50%) del costo de los trabajos adicionales solicitados, de que trata la Cláusula nueve (numeral 9.3) y las obras ejecutadas pasarán a ser de propiedad de la Cuenta Conjunta.”

El numeral 9.5, establece lo siguiente:

“Si ECOPETROL no acepta la existencia de un Campo Comercial después de efectuados los trabajos adicionales de que trata la Cláusula nueve (numeral 9.3), LA ASOCIADA tendrá derecho a ejecutar los trabajos que estime necesarios para la explotación de dicho Campo y de reembolsarse el doscientos por ciento (200%) del costo total de tales trabajos ejecutados por su cuenta y riesgo en el respectivo Campo y hasta el cincuenta por ciento (50%) de los Costos Directos de Exploración que haya llevado a cabo la ASOCIADA antes de la fecha de presentación de los estudios de comercialidad del respectivo Campo. Para los efectos de esta Cláusula el reembolso se hará con el valor de los Hidrocarburos producidos menos las regalías de que trata la Cláusula 13, deduciendo los costos de producción, recolección, transporte y venta. Si la ASOCIADA se acoge a la modalidad de solo riesgo, se entiende que el plazo de la explotación comienza a contarse a partir de la fecha en que ECOPETROL comunique a la ASOCIADA que no acepta la comercialidad. Para los efectos de liquidación del valor en dólares de los desembolsos efectuados en pesos, se liquidará a la tasa representativa del mercado certificada por la Superintendencia Bancaria o la entidad que haga sus veces, de la fecha en que la ASOCIADA haya efectuado tales desembolsos. Para fines de esta Cláusula, el valor de cada barril del Hidrocarburo producido en dicho Campo durante un mes calendario será el precio por barril que recibe la ASOCIADA de las ventas de su participación en los Hidrocarburos producidos en el Area Contratada durante el mismo mes. Respecto a los Costos Directos de Exploración se aplicará lo previsto en el párrafo de la Cláusula nueve (numeral 9.2.3).”

Finalmente, el numeral 9.10 ordena:

“Si como resultado de la perforación de Pozos de Exploración después del pronunciamiento sobre la existencia de un Campo Comercial, la ASOCIADA comprueba la presencia de acumulaciones de Hidrocarburos asociados a dicho Campo, deberá solicitar a ECOPETROL la ampliación del Area del Campo Comercial y su comercialidad, siguiendo el procedimiento previsto en la Cláusula nueve (numerales 9.1 y 9.2.1). Si ECOPETROL acepta la comercialidad, reembolsará a la ASOCIADA el cincuenta por ciento (50%) de los costos Directos de Exploración exclusivamente relacionados con la ampliación del Area del Campo Comercial, en los términos previstos en el numerales 9.2.3 y 9.2.4. Si ECOPETROL no acepta la comercialidad, la ASOCIADA tendrá derecho a reembolsarse hasta el doscientos por ciento (200%) del costo total de trabajos ejecutados por su cuenta y riesgo para la explotación de los Pozos de Exploración que hayan resultado productores y hasta el cincuenta por ciento (50%) de los Costos Directos de Exploración que haya llevado a cabo la ASOCIADA exclusivamente relacionados con la solicitud de comercialidad. Tal reembolso se hará con la producción proveniente de los Pozos de Exploración que hayan resultado productores, después de deducir la

regalía, siguiendo el procedimiento establecido en la Cláusula 21 (numeral 21.2) hasta los porcentajes aquí definidos.

De lo anterior se colige que, ECOPETROL no participa en absoluto en los costos directos de exploración, por cuanto es claro que el riesgo que debe asumir la ASOCIADA a lo largo de dicha fase, constituye su costo indispensable a incurrir, con miras a obtener un jugoso resultado en la fase de explotación.

Ahora bien, en cuanto al reembolso de costos directos de exploración que efectúa ECOPETROL a favor de la ASOCIADA, cabe resaltar lo siguiente:

El reembolso se encuentra condicionado a un elemento de carácter subjetivo, que en términos del contrato corresponde a la razonabilidad. Este hecho lejos de facilitar el reembolso, eleva su complejidad, pues si bien la actividad de exploración y explotación de hidrocarburos se regula mediante un contrato (lo que implica por esencia un acuerdo de voluntades), lo cierto es que esta actividad precisamente por el alto nivel de resultados positivos que genera, constituye una de las más fiscalizadas en el país, de lo que se concluye que el factor de razonabilidad de los costos directos de exploración es definido por el Gobierno, abandonando el acuerdo de voluntades, para dar paso a situaciones de inseguridad jurídica para la ASOCIADA que conllevan un costo adicional al riesgo implícito en la exploración.

El hecho que el reembolso se efectúe en dólares de los Estados Unidos de América (cuando estos en realidad se efectuaron en pesos colombianos), tomando para ello como fecha de referencia, la fecha en la cual la ASOCIADA incurrió efectivamente en ellos, constituye un beneficio para esta última, en términos del costo financiero de aquellas erogaciones.

3.2. Gastos en la Fase de Explotación.

Para comenzar, es pertinente señalar que la fase de exploración se da por terminada bajo una de dos circunstancias, que a su vez determinan respectivamente el inicio de la fase explotatoria. Estas circunstancias son:

Cuando las partes reconozcan la existencia de un campo comercial.

Cuando la ASOCIADA decida asumir la explotación de un Campo bajo la modalidad de solo riesgo, es decir, se entiende que se ha dado inicio a la explotación a partir de la fecha en que ECOPETROL informa a la ASOCIADA que no acepta la existencia de un Campo Comercial, después de efectuados los trabajos adicionales de que trata la Cláusula novena (numeral 9.3) y la ASOCIADA ejecuta los trabajos necesarios para la explotación del respectivo Campo.

La importancia que en materia de costos envuelve el hecho de pasar de una fase a la otra, radica en que de conformidad con la Cláusula 22 (numeral 22.2) del Contrato, a partir del momento en el que comienza la fase explotatoria, la propiedad de los derechos o interés en la operación del

área contratada, corresponde en un cincuenta por ciento (50%) a ECOPETROL, y en un cincuenta por ciento (50%) a la ASOCIADA. De igual forma, a partir de este momento, todas las erogaciones efectuadas por la ASOCIADA, así como todas las obligaciones que esta contraiga, antes del reconocimiento de la existencia de cada campo comercial y sus ampliaciones, entran a formar parte de la cuanta conjunta, a diferencia del manejo que ellas reciben en la fase de exploración.

A continuación haremos una referencia a las cláusulas del Contrato, relacionadas con el presente tema. Para efectos prácticos comenzaremos por señalar las siguientes definiciones contenidas en el mismo.

El numeral 4.14 define en los siguientes términos a los Gastos Directos:

“Son todas aquellas erogaciones con cargo de la Cuenta Conjunta por concepto de gastos de personal directamente vinculado a la Asociación, compra de materiales y suministros, contratación de servicios con terceras personas y demás gastos generales que demande la Operación Conjunta en el normal desarrollo de sus actividades.”

El numeral 4.15 define los Gastos Indirectos así:

“Son Todas aquellas erogaciones con cargo a la Cuenta Conjunta por concepto de apoyo técnico y/o administrativo que con su propia organización preste el Operador a la Operación Conjunta.”

El término Operador se encuentra definido en el numeral 4.24 de la Cláusula cuarta, así:

“La persona designada por las Partes para que, por cuenta de estas, lleve a término las operaciones directamente necesarias para explorar y explotar los Hidrocarburos que se encuentren en el Area Contratada.”

En la Cláusula 10 se especifica que las partes acuerdan que la ASOCIADA es el operador, y que a su vez este es considerado como una entidad distinta tanto de ECOPETROL como de la ASOCIADA..

De conformidad con el numeral 4.5 de la Cláusula cuarta, el Comité Ejecutivo:

“Es el órgano que se integra dentro de los treinta (30) días siguientes a la aceptación del primer Campo Comercial, para supervisar, aprobar y controlar todas las operaciones y acciones que se adelanten durante la vigencia del contrato.”

Por Cuenta Conjunta, atendiendo a lo señalado en el numeral 4.7 de la Cláusula cuarta ha de entenderse:

“Son los registros que se llevarán por medio de libros de contabilidad, de acuerdo con las leyes

colombianas para acreditar o cargar a las Partes la participación que les corresponda en la Operación Conjunta de cada Campo Comercial.”

Los gastos directos como indirectos en que ha de incurrir el Operador del Contrato durante la fase de explotación, deben corresponder a la ejecución de un plan de desarrollo establecido por el Comité Ejecutivo, para un período de 5 años y que a su vez se detalla mediante el programa anual de operaciones y el presupuesto que igualmente es proyectado para términos anuales.

De conformidad con el numeral 11.4 de la Cláusula decimoprimer: “Los términos, programa y Presupuesto significan el plan de trabajo señalado y los gastos e inversiones estimados que efectuará el Operador en los diferentes aspectos de la operación (...).

En este punto resulta importante entender que a diferencia de la fase exploratoria, en la explotatoria los costos no se encuentran determinados de manera taxativa y, es precisamente por ello que este factor se maneja mediante los planes, programas y presupuesto, que involucran una estimación o proyecto de las erogaciones que las partes efectuarán. Cabría preguntarse en que radica esencialmente la diferencia entre una y otra fase?. En este sentido consideramos que la disparidad se presenta en la medida en que, en la explotación son tanto ECOPETROL como la ASOCIADA quienes conjunta y de manera equivalente participan en los gastos.

La anterior observación resulta útil, toda vez que atendiendo al numeral 11.4, existen cinco grupos de gastos que serán contemplados por el plan de trabajo. Estos son:

“(...) 11.4.1 Inversiones de capital de producción: perforación para el desarrollo de yacimientos, reacondicionamiento o rehabilitación de pozos y construcciones específicas para producción.

11.4.2 Construcción general y equipos: instalaciones industriales y de campamento, equipo de transporte y construcción, equipo de perforación y producción. Otras construcciones y equipos.

11.4.3 Gastos de mantenimiento y funcionamiento: gastos de producción, gastos geológicos y gastos de administración para la operación.

11.4.4 Requerimientos de capital de trabajo.

11.4.5 Fondos para imprevistos.”

4. El Equilibrio Financiero del Contrato

Ya hemos visto que el riesgo comporta una de las principales características del Contrato de Asociación, por no decir que es simplemente su esencia.

De conformidad con el artículo 27 de la Ley 80 de 1993 (Estatuto General de Contratación Administrativa) el equilibrio financiero se define así:

“En los contratos estatales se mantendrá la igualdad o equivalencia entre los derechos y obligaciones surgidos al momento de proponer o de contratar, según el caso. Si dicha igualdad o equivalencia se rompe por causas no imputables a quien resulte afectado, las partes adoptarán en el menor tiempo posible las medidas necesarias para su restablecimiento.

Para tales efectos, las partes suscribirán los acuerdos y pactos necesarios sobre cuantía, condiciones y forma de pago de gastos adicionales, reconocimiento de costos financieros e intereses, si a ello hubiere lugar, ajustando la cancelación a las disponibilidades de la apropiación de que trata el numeral 14 del artículo 25. En todo caso, las entidades deberán adoptar las medidas necesarias que aseguren la efectividad de estos pagos y reconocimientos al contratista en la misma o en la siguiente vigencia de que se trate.”

La misma naturaleza de riesgo que conlleva el contrato de asociación impide la existencia de garantías de tipo económico por parte de ECOPETROL para con la ASOCIADA, pues como se ha dicho los derechos en cabeza de la ASOCIADA surgen solo con ocasión de un alea.

Podemos confirmar lo anterior con una simple revisión de la estructura del contrato, v.gr las fases de exploración y de explotación, de lo que se desprende que al inicio del contrato las partes aventuran en la búsqueda de recursos hidrocarburos, no obstante los estudios previos que realicen ambas partes tendientes a estimar la viabilidad del contrato, por consiguiente y por la ausencia de materia (asegurable) no puede predicarse garantía alguna, ni aún para ECOPETROL.

Por otra parte, la inaplicabilidad de este principio a los contratos de asociación para la exploración y explotación de hidrocarburos es en términos legales abrupta; los contratos de asociación se rigen por un régimen especial de conformidad con el Código Contencioso Administrativo, de manera que el primer presupuesto legal nuevamente por ausencia de materia no se cumple, esto es, que los contratos de asociación sean (como no lo son), contratos estatales.

Ley 80 de 1993, Artículo 76: “Los contratos de exploración y explotación de recursos naturales renovables y no renovables, así como los concernientes a la comercialización y demás actividades comerciales e industriales propias de las entidades estatales a las que correspondan las competencias para estos asuntos, continuarán rigiéndose por la legislación especial que les sea aplicable. Las entidades estatales dedicadas a dichas actividades determinarán en sus reglamentos

internos el procedimiento de selección de los contratistas, las cláusulas excepcionales que podrán pactarse, las cuantías y los trámites a que deben sujetarse.

Los procedimientos que adopten las mencionadas entidades estatales, desarrollarán el deber de selección objetiva y los principios de transparencia, economía y responsabilidad establecidos en esta ley.

En ningún caso habrá lugar a aprobaciones o revisiones administrativas por parte del Concejo de Ministros, el Consejo de Estado ni de los Tribunales Administrativos.” (Subrayado fuera del texto).

De lo anterior se confirma que, para el caso de los contratos de asociación para la exploración y explotación de recursos naturales no renovables en Colombia v.gr. hidrocarburos, no existe un equilibrio financiero, habida consideración que dicho principio pugna contra la naturaleza del contrato mismo.

ANEXO

Impuesto a la Renta

1996 gr	1997gr	Grandes	Jurídicas	Totales	Remesas (Reglón LF)	
Impuesto a Cargo (Reglón FU)						
Saldo a Pagar (Reglón HA)						
40,566.3	412,903.2	487,282.0	507.1	4,966.0	3,715.6	41,073.4
417,869.3	490,997.6	21,635.9	196,422.2	182,133.5	169.8	671.6
11,562.0	21,805.7	197,093.7	193,695.5			

Impuesto al Valor Agregado IVA

1997	1998	Grandes	Jurídicas	Total	Grandes	Jurídicas	Total
Saldo a Pagar del Período Fiscal (Reglón FA)							
4,578.1	96.7	4,674.8	2,271.4	365.4	2,636.8		
Impuesto Generado por operaciones gravadas (Reglón FU)							
14,290.8	108.8	14,399.5	9,066.9	772.5	9,839.4		
Saldo a pagar por este Período (Reglón HA)							

3,204.1 70.8 3,274.9 2,076.3 154.7 2,231.0

Fuente : Agregado de las Declaraciones de Renta y Ventas -DIAN-

Ventas 1997

MODALIDAD	ACTIVIDAD	SumaDeFU	SumaDeFA	SumaDeHA
G	1110	14,290,764,000	4,578,064,000	3,204,070,000
J	1110	108,780,948	96,692,516	70,827,042
N	1110	199,000	121,000	22,000

Ventas 1998

MODALIDAD	ACTIVIDAD	SumaDeFU	SumaDeFA	SumaDeHA
G	1110	9066860000	2271431000	2076250000
J	1110	772549000	365411000	154723000
N	1110	2945000	248000	180000

GRANDES 1996

ACTIVIDAD	SumaDeLF	SumaDeFU	SumaDeHA
1110	40,566,312,000	412,903,243,000	487,282,013,000

GRANDES 1997

ACTIVIDAD	SumaDeLF	SumaDeFU	SumaDeHA
-----------	----------	----------	----------

1110

21,635,928,000

196,422,184,000

182,133,545,000

5. SELECCIÓN DEL CONTRATISTA:

INTRODUCCION

La selección del contratista es el procedimiento establecido en la ley para efectuar la elección del proponente que ofrezca las mejores condiciones orientadas a la satisfacción del interés general que se encuentra administrado por la Entidad Contratante y que se concreta en la realización del Contrato Estatal. Tal procedimiento encuentra diversos matices y variables, de acuerdo con el tipo de contrato, su objeto, cuantía, etc.

En cuanto a los contratos de asociación, el artículo 76 de la ley 80 de 1993, los enmarca dentro del denominado régimen especial, para efectos de sus procedimientos de selección de contratistas, las cláusulas excepcionales, las cuantías, trámites y actividades industriales y comerciales propias de ECOPETROL, en todo lo restante se aplicará la ley 80 de 1993.

A manera de síntesis anticipada el Manual de Contratación de ECOPETROL señala como norma general para la exploración y explotación de hidrocarburos la contratación directa y por excepción la licitación.

Desarrollaremos ahora las características de la selección del contratista en los contratos de asociación para la exploración y explotación de hidrocarburos.

5.1.1. CARACTERISTICAS

5.1.1.1. SISTEMA ESPECIAL DIFERENTE A LA LEY 80 DE 1993

El legislador del ordenamiento para la Contratación Administrativo (Ley 80 de 1993) reconoció la necesidad de diferenciar la contratación por parte del Estado a través de ECOPETROL como su representante, para la exploración y explotación de hidrocarburos dentro del territorio nacional, de la contratación propiamente administrativa.

En este aparte, analizaremos las disposiciones legales que han desarrollado el anotado postulado (contenido en la Ley 80 de 1993).

Para comenzar el artículo 76 de la Ley 80 de 1993 a su tenor dispone:

“Artículo 76: Los contratos de exploración y explotación de recursos naturales renovables y no renovables, así como los concernientes a la comercialización y demás actividades comerciales e industriales propias de las entidades estatales a las que correspondan las competencias para estos asuntos, continuarán rigiéndose por la legislación especial que les sea aplicable. Las entidades estatales dedicadas a tales actividades determinarán en sus reglamentos internos el procedimiento

de selección de los contratistas, las cláusulas excepcionales que podrán pactarse, las cuantías y los trámites a que deben sujetarse.

Los procedimientos que adopten las mencionadas entidades estatales desarrollarán el deber de selección objetiva y los principios de transparencia, economía y responsabilidad establecidos en esta Ley.

En ningún caso habrá lugar a aprobaciones o revisiones administrativas por parte del Consejo de Ministros, el Consejo de Estado ni los Tribunales Administrativos.”

Como es sabido, ECOPETROL es la Empresa Industrial y Comercial del Estado encargada del desarrollo de la actividad de exploración y explotación de hidrocarburos en el país y no por demás, resulta obvio que dicha empresa desarrolla en su totalidad la hipótesis legal contenida en el citado artículo, atendiendo a lo ordenado por el artículo 1 del Decreto 2310 de 1974. Veamos:

“Con excepción de los contratos de concesión y vigentes en la fecha de expedición del presente Decreto, la exploración y explotación de hidrocarburos de propiedad nacional, estará a cargo de la Empresa Colombiana de Petróleos, la cual podrá llevar a efecto dichas actividades, directamente o por medio de contratos de asociación, operación de servicios o de cualquier otra naturaleza , distintos de los de concesión, celebrados con personas naturales o jurídicas, nacionales o extranjeras.”

Como se puede apreciar, el legislador no solamente quiso segregar a la contratación de la industria petrolera (v.gr ECOPETROL – ASOCIADA) del marco general de la Contratación Administrativa, sino que le otorga a la Empresa (ECOPETROL) una amplia variedad de posibilidades de contratación como mecanismo para desarrollar la actividad a su cargo. Sin embargo, dicha variedad fue igualmente limitada por el legislador (en la misma norma) con la prohibición que le dio un giro total al sistema de contratación por parte de ECOPETROL; en este sentido no podríamos referirnos a otra cosa que al impedimento de concesiones.

De todo lo anterior la conclusión más inmediata hará referencia simplemente al hecho según el cual, no es obligatoria la sujeción a la Ley 80 para los contratos de asociación para la exploración y explotación de hidrocarburos que celebra ECOPETROL

5.1.1.2. UN MANUAL DE CONTRATACIÓN MIXTO.

Hemos visto que según el artículo 76 de la Ley 80, las entidades estatales dedicadas a la exploración y explotación de recursos naturales no renovables, gozan de la facultad de determinar mediante reglamentos internos, entre otros, la manera en que son seleccionados los contratistas.

En cumplimiento de lo anterior, con fecha del 14 de Diciembre de 1993 la Junta Directiva de

ECOPETROL adoptó el Manual de Contratación de la Petrolera Estatal.

Dicho manual regula las relaciones de contratación de la Empresa así:

Por una parte y en cumplimiento de la Ley, todo tipo de contratación que no se refiera a la exploración y explotación de hidrocarburos en el País, se rigen por el Estatuto de Contratación Administrativa, esto es la Ley 80 de 1993.

En cuanto a la contratación para la exploración y explotación de hidrocarburos en el territorio nacional, la Empresa voluntariamente se adhirió casi en su totalidad a las disposiciones de la Ley 80. Como se menciona, la adhesión a la Ley 80 no fue total; las excepciones son las siguientes:

- a. Procedimiento de selección del contratista.
- b. Contratación directa.
- c. Cláusulas excepcionales.
- d. Cuantías y trámites a que deban sujetarse los contratos de exploración y explotación de hidrocarburos.
- e. Actividades industriales y comerciales propias de ECOPETROL.
- f. La autorización general otorgada al Presidente de la Empresa para apartarse del Manual de Contratación para el caso de los contratos de exploración y explotación de hidrocarburos en Colombia.

De lo anterior tenemos que, en el Manual de Contratación de ECOPETROL confluyen dentro del marco general de la Ley 80, dos órdenes distintos así:

El primero desarrolla y concreta la Ley 80 de 1993 para todos los contratos que ECOPETROL celebre, diferentes a los de exploración y explotación de hidrocarburos por virtud del carácter estatal de la Empresa

Al respecto, el Capítulo Segundo del Manual determina que:

“La Ley 80 de 1993 - Estatuto General de Contratación de la Administración Pública -, será el marco general que regulará la contratación en la Empresa Colombiana de Petróleos, sin perjuicio de las facultades de reglamentación interna que para los contratos propios de su actividad otorga a la Empresa el artículo 76 del mencionado estatuto.”

El segundo, desarrolla los contratos concernientes a dicha exploración y explotación de conformidad con lo dispuesto en el Capítulo decimoctavo, numeral segundo

Finalmente podemos concluir que el Manual de Contratación por tanto, trae normas especiales en relación con los contratos de asociación para los siguientes aspectos: la selección del contratista, cláusulas excepcionales, cuantías, trámites y las actividades industriales y comerciales propias de la Empresa.

5.1.1.3 CONTRATACION DIRECTA - LA REGLA GENERAL-

5.1.1.3.1. CONTRATACION DIRECTA

En general, la contratación directa es el procedimiento de selección del contratista que permite a la entidad contratar sin necesidad de llevar a cabo licitación y se encuentra expresamente consagrado en el Capítulo 3º numeral 3.2.8 del Manual de Contratación de la Empresa, que al efecto dispone:

Se podrá contratar directamente :

“(…) Cuando se trata de contratos de asociación, participación de riesgo y, en general, de todos aquellos convenios en los cuales ECOPETROL contrate la exploración y explotación de hidrocarburos.”

Ahora bien, con el fin de establecer las diferencias que existen entre el procedimiento de selección del contratista consagrado en la ley 80 y el contemplado en el régimen especial para los contratos de asociación, se presenta el siguiente cuadro:

PROCEDIMIENTO

1. Licitación Pública:

La administración no puede escoger libremente a las personas, con las cuales va a contratar. Esta , debe cumplir con los procedimientos expresamente señalados en la ley, so pena de nulidad del correspondiente acto administrativo.

2. Contratación Directa: (excepción)

Esta sólo se aplica en los casos que taxativamente están señalados en la ley 80 de 1993

PROCEDIMIENTO

1. Licitación :

ECOPETROL, en virtud de su autonomía puede seleccionar al contratista por medio de licitación pública, o privada.

El procedimiento por licitación pública se rige por las mismas reglas que se establece en la ley 80 de 1993, salvo cuando el Presidente de ECOPETROL, en virtud de sus facultades disponga otra cosa

2. Contratación Directa (Regla General):

En virtud de su autonomía discrecionalidad, ECOPETROL tiene la facultad legal para escoger libremente al contratista, sin necesidad de licitación o concurso; y establecer las condiciones y términos de los contratos de asociación.

5.1.1.4 CUANDO ECOPETROL LICITA CON CONTRATOS DE ASOCIACIÓN SIGUE LAS FASES DE LA LEY 80 DE 1993

La facultad que tiene ECOPETROL para contratar directamente, no excluye la posibilidad de que lo realice mediante licitación, que podrá ser pública o privada.

Cuando la Empresa contrata mediante licitación pública, el procedimiento que debe adelantar es el que se encuentra contemplado en el Manual de Contratación de ECOPETROL, que encuentra similar consagración a la ley 80 de 1993 en lo referente al procedimiento de selección del contratista.

En la práctica ECOPETROL contrata directamente para las áreas que se encuentren permanentemente disponibles y para las demás, la Empresa ha dispuesto que lo hará por medio de licitación pública o privada según lo disponga la Junta Directiva.

5.1.1.4.1. LICITACION

En cuanto al proceso licitatorio, tal como hemos dicho ECOPETROL lo puede hacer en forma pública o privada, conceptos que para efectos relativos al tema en estudio, han sido objeto de definición en el Manual de Contratación. Veamos:

“Licitación Pública. “Es la modalidad mediante la cual se invita públicamente a participar a un número indeterminado de proponentes. (...)”
(Subrayado fuera del texto).

“Licitación Privada. Es la modalidad mediante la cual se invita a un número determinado de proponentes. (...)”
(Subrayado fuera del texto).

Como se observa, la diferencia entre una y otra forma de licitación radica simplemente en el hecho de estar dirigidas a un grupo determinado o indeterminado de proponentes.

En ocasiones, dada las características de algunos proyectos para la exploración de hidrocarburos, los procesos licitatorios se han tenido que adelantar en dos rondas, no siendo esta la regla general para llevar a efecto dichos procesos.

De acuerdo con lo anterior, en la licitación de Areas para Exploración y Producción que ECOPETROL adelantó durante 1998, teniendo en cuenta la variedad de negocios, así como la

numerosa cantidad de características que cada uno de ellos presentaba, se consideró conveniente ofrecer los proyectos en dos rondas. De esta manera se hizo posible facilitar todo el manejo del proceso licitatorio (consulta de información; audiencias informativas; aclaraciones adicionales; visitas de campo; logística de apertura, entre otras), y permitió a las compañías conocer el portafolio ofrecido.

En la primera Ronda se ofrecieron los proyectos relacionados con las opciones de negocios de Areas Inactivas, Contratos de Riesgo Compartido, Producción Incremental y Areas Activas para un total de 17 sectores concretos. Durante la segunda Ronda, las opciones de negocio ofrecidas consistieron en Areas Activas y Contratos de Riesgo Compartido - diferentes a los de la primera Ronda -, y además Contratos para Campos Menores y Campos Descubiertos no Desarrollados e Inactivos, sumando inicialmente otros 17 sectores.

Con esta licitación y sus dos rondas se adoptaban las decisiones emanadas de la Junta Directiva de ECOPETROL en octubre 22 de 1997. La primera ronda cerró en julio de 1998 y la segunda ronda cerró en marzo pasado para las opciones de Campos Menores y Campos Descubiertos no Desarrollados e Inactivos, quedando suspendidos los procesos de las otras dos opciones en razón de las difíciles condiciones por las que atraviesa la industria petrolera en el ámbito mundial.

Es importante recordar que por virtud de las facultades concedidas al Presidente de la Empresa, este cuenta con la facultad de revisar anualmente el Manual de Contratación, junto con la División Jurídica de la Empresa. De tal forma que la Junta Directiva de la ECOPETROL reconoce la necesidad acceder a un régimen de contratación no solamente mixto, sino flexible, de manera que la Estatal pueda, (como debe hacerlo) satisfacer la demanda de reglamentación por parte de las circunstancias que se presenten.

5.1.2. FASES DE LA CONTRATACION DIRECTA EN LOS CONTRATOS DE ASOCIACION

A continuación presentamos un desarrollo general de las etapas que deben seguir las compañías interesadas en contratar directamente con ECOPETROL, bajo el esquema de asociación para la exploración y explotación de hidrocarburos en Colombia.

5.1.2.1. MANIFESTACIÓN DE INTERÉS.

La compañía nacional o extranjera, deberá manifestar a ECOPETROL su interés en celebrar un contrato de asociación para desarrollare exploración y/o explotación de hidrocarburos en el área disponible del territorio nacional.

Para tal efecto, deberá dirigir una comunicación oficial a la Vicepresidencia Adjunta de Operaciones Asociadas de ECOPETROL, con el propósito de que le sea suministrada la información necesaria que le permita preparar su oferta. Hecho esto, tal oferta entrará a ser

considerada por la entidad junto con las demás que hubieren presentado otros proponentes. ECOPETROL deberá poner a disposición del interesado toda la información existente sobre el área a fin de que éste pueda consultarla o compararla.

5.1.2.2 PROPUESTA.

Si la compañía mantiene su interés en la zona materia de exploración y explotación, deberá enviar una propuesta formal indicando su presupuesto, su capacidad técnica y experiencia en otros lugares, así como los estados financieros que muestren su capacidad económica, necesaria para cumplir con los compromisos exploratorios ofrecidos. En otras palabras, su propuesta deberá contener:

El área de interés referida, en lo posible, la última versión del mapa de tierras de ECOPETROL. Costo y programa de exploración ofrecidos.

Ultimo informe anual de la compañía, documentos de existencia y representación legal y estados financieros debidamente auditados de por los menos los últimos dos años.

Por otra parte, el Manual mismo se ha encargado de definir los factores o criterios objeto de evaluación de las propuestas, como se señalan a continuación:

En cuanto a los factores técnicos, habiendo cumplido con los requisitos para participar y habiendo superado un puntaje del 75% en la parte técnica, sólo entonces la propuesta sera objeto de evaluación económica.

En lo que hace referencia al factor económico, según lo dispuesto en el citado manual, se contratará con el inversionista que presente por supuesto, la propuesta más económica, siempre que cumpla con los requisitos exigidos.

Otras condiciones: Estas se refieren a la experiencia, capacidad financiera, financiación, innovación tecnológica, cumplimiento en contratos anteriores, etc.

5.1.2.3 . DETERMINACIÓN DE OBLIGACIONES EXPLORATORIAS

Evaluados los aspectos técnicos y económicos de la propuesta por parte de ECOPETROL, ésta entrará a resolver con la respectiva compañía lo pertinente al programa exploratorio para el área determinada, y como consecuencia sus consecuentes obligaciones.

En los contratos de asociación, durante el período de exploración, las obligaciones del asociado son pactadas de común acuerdo entre ECOPETROL y el asociado, y durante el periodo de explotación todos los planes, programas y presupuestos son acordados entre ambas partes.

Lo anterior pone de manifiesto el imperio del principio de la Autonomía de la voluntad en los contratos de asociación para exploración y explotación de hidrocarburos, confirmando que están edificados en normas del Derecho Privado.

Sobre este particular aspecto, la jurisprudencia se ha pronunciado de la siguiente manera:

“ (...).

Mientras el Decreto Ley 2310 de 1974 estuviese vigente, la contratación de la exploración y explotación de petróleo de propiedad nacional tiene como base la autonomía de la voluntad de las partes contratantes, y en ningún caso, esta libertad contractual puede ser restringida, limitada o reglamentada por un decreto reglamentario o por cualquier otro mecanismo que no tenga la misma fuerza de ley que el Decreto Ley 2310 de 1974.”

Cabe anotar que en los contratos de asociación “las obligaciones de las partes no son solidarias, y ninguna de opera como un mandato, ni tiene autoridad alguna que pueda comprometer a la otra ni frente a terceros ni entre ellas”.

5.1.2.4. ACEPTACIÓN POR PARTE DE LA JUNTA DIRECTIVA DE ECOPETROL.

Una vez verificados y establecidos los términos relativos al área a contratar, los compromisos exploratorios a llevar a cabo y las garantías bancarias de cumplimiento – según cada caso – ECOPETROL someterá a consideración del Comité de Exploración y Contratación y de la Junta Directiva la propuesta presentada por el inversionista. La Junta Directiva decidirá si concede o no la aprobación de la respectiva propuesta.

5.1.2.5. COMUNICACIÓN AL INTERESADO.

La decisión correspondiente se comunicará por escrito al proponente que para el caso haya sido seleccionado. Esta deberá contener las correcciones pertinentes.

Con la anterior comunicación, la Empresa deberá proceder a ejecutar las acciones pertinentes para el perfeccionamiento del respectivo documento, en cumplimiento de lo dispuesto por el Manual de Contratación. Veamos

:

“ (...) el funcionario ejecutor de la contratación debe comunicar por escrito al proponente seleccionado la adjudicación del contrato o la aceptación de la oferta, con las correcciones aritméticas permanentes.

Con la comunicación a que se hizo referencia, quedará celebrado el contrato y el funcionario ejecutor debe proceder a coordinar las acciones pertinentes para el perfeccionamiento del respectivo documento cuando se requiera.

Adicionalmente, el funcionario ejecutor debe enviar sendas comunicaciones a los proponentes no seleccionados, informándoles acerca de la decisión tomada. (...)”

5.1.2.6. FIRMA DE CONTRATO.

Con la aprobación emanada del Comité de Exploración y Contratación y de la Junta Directiva de ECOPETROL, se realiza la suscripción del contrato de asociación luego de revisada la minuta que refleja los términos establecidos por ECOPETROL.

Este solo tendrá efectos privados hasta el momento de su Protocolización.

5.1.2.7. PROTOCOLIZACIÓN

Una vez firmado el contrato por las partes se procederá a protocolizarlo, es decir a elevarlo a escritura pública. Hecho lo anterior, el contrato adquiere la calidad de documento público

5.1.2.8. APROBACIÓN DE MINISTERIO DE MINAS Y ENERGÍA

Finalmente, el contrato deberá contar con la aprobación del Ministerio de Minas y Energía mediante resolución motivada, tal y como lo señala el inciso segundo del artículo primero del Decreto Ley 2310 de 1974:

“Los contratos que celebre la Empresa en virtud de lo dispuesto en este artículo, requerirán para su validez ser aprobados mediante resolución del Ministerio de Minas y Energía”

Queremos resaltar que atendiendo a lo ordenado en el numeral 1.1 del Capítulo Primero del Manual de Contratación de ECOPETROL, la finalidad de dicho manual consiste en: “ (...) establecer las normas de contratación aplicables en la Empresa Colombiana de Petróleos - ECOPETROL -, de conformidad con los principios y normas consagrados en el Estatuto General de Contratación de la Administración Pública (Ley 80 de 1993), en los Estatutos de ECOPETROL y en las demás disposiciones que le son aplicables en esta materia. (...)

Véase: RODRIGUEZ R., Libardo: "Derecho Administrativo General y Colombiano". Editorial Temis, 1998. y GARAVITO GÓMEZ, José Luis: "Derecho Administrativo". Ediciones Universidad de La Sabana. Santa Fe de Bogotá 1997.

“MANUAL DE CONTRATACIÓN. Numeral 3.1.1., página 4. Ecopetrol. Santa Fe de Bogotá Diciembre 10 de 1996.

MANUAL DE CONTRATACIÓN. Numeral 3.1.1.2. página 4. Ecopetrol. Santa Fe de Bogotá. Diciembre 10 de 1996.

MANUAL DE CONTRATACIÓN. Capítulo 18, numeral 18.8. Página 32. Ecopetrol. Santa Fe de Bogotá Diciembre 10 de 1996.

CONSEJO DE ESTADO, Sección Tercera. Sentencia de febrero 3 de 1994. Santa Fe de Bogotá.

LEJOUR DE MORENO, Juanita. "Sistemas de Contratación en Colombia".

MANUAL DE CONTRATACIÓN. Capítulo Noveno, numeral 9.5. Página 21. Ecopetrol.
Santa Fe de Bogotá. Diciembre 10 de 1996.

BIBLIOGRAFIA

LEGISLACIÓN

CONSTITUCIÓN POLÍTICA DE COLOMBIA. Santa Fe de Bogotá. Biblioteca Jurídica Dike.1991.

CÓDIGO DE PETROLEOS. Ecopetrol.Santa Fe de Bogotá. 1997.

RÉGIMEN DE IMPUESTO SOBRE LA RENTA Y COMPLEMENTARIOS. Santa Fe de Bogotá. Legis Editores. 1999.

RÉGIMEN DE IMPUESTO A LAS VENTAS. Santa Fe de Bogotá. Legis Editores. 1999.

CÓDIGO CONTENCIOSO ADMINISTRATIVO. Santa Fe de Bogotá. Legis Editores. 1998.

JURISPRUDENCIA

COLOMBIA. CORTE CONSTITUCIONAL. Sentencia C-430 de 1995.

COLOMBIA. CORTE CONSTITUCIONAL. Sentencia C-185 de 1997.

COLOMBIA. CORTE CONSTITUCIONAL. Sentencia C-94 de 1998.

DOCTRINA

BRICEÑO DE VALENCIA, Teresa y otro. Diccionario Técnico Tributario, 1998. CIJUF Bogotá 1998.

BOLETIN INFORMATIVO DEL COLEGIO DE ABOGADOS DE MINAS Y PETROLEOS. “Comunicado de Prensa recibido de la Empresa Colombiana de Petróleos – ECOPETROL, el día 26 de Marzo de 1998”. Tomo XIX, No. 6, Santa Fe de Bogotá, Marzo 30 de 1998.

ECOPETROL. “Política de Contratación Petrolera”, Documento de la Junta Directiva, Santa Fe de Bogotá, Octubre 22 de 1997.

DURAN CAMACHO, Marlene. “Las Regalías”. Mesa redonda Mayo 1998. ICDT.

Santa Fe de Bogotá 1998.

ECOPETROL. Pliego de Condiciones Licitación Privada VEP–O10-98 “Areas Activas”. Numeral 4.3.2

Diario EL TIEMPO. “Es tiempo de evitar caos petrolero” Hermógenes Ardila y Alberto Martínez. Edición del lunes 10 de Mayo de 1999. Páginas 1^a , 2B y 3B. Santa Fe de Bogotá.

ECOPETROL. Pliego de Condiciones Licitación Privada VEP–O10-98 “Areas Activas”. Numeral 4.3.2

DURAN CAMACHO, Marlene. “Las Regalías”. Mesa redonda mayo 1998. ICDT. Santa Fe de Bogotá 1998.

Es importante tener presente que este porcentaje tiene como se menciona, un origen legal.

DURAN CAMACHO, Marlene. "Las regalías". Mesa redonda mayo de 1998. ICDT. Santa Fe de Bogotá. 1998.

ECOPETROL. “Suben las Regalías”. Artículo publicado en “CARTA PETROLERA”. No. 83 Marzo – Abril de 1999. Página 4. Santa Fe de Bogotá.

Fuente: Confis.

La exención opera por ministerio de la Ley y, consiste en el tratamiento preferencial que ha querido otorgarle el Legislador a determinadas personas o hechos económicos eximiéndolos del pago del impuesto, que en circunstancias normales habrían de tributar por desarrollar el hecho generador del respectivo tributo. Sin embargo, la exención no exime del cumplimiento de obligaciones tributarias formales, como la presentación de declaraciones tributarias, caso en el cual se tributa con tarifa cero.

Artículo 246-1 del Estatuto Tributario.

Descuentos: “son valores porcentuales o fijos sobre ciertos conceptos que la Ley autoriza descontar del impuesto sobre la renta líquida gravable, en ningún caso pueden exceder del valor del impuesto básico de renta.” (BRICEÑO DE VALENCIA, Teresa y otro. Diccionario Técnico Tributario, 1998. SIJUF Bogotá 1998. Página 211.)

Para mayor ilustración en el Anexo se ilustran las cifras de recaudo por este impuesto para los años gravables de 1996 y 1997.

Para mayor ilustración en el Anexo se ilustran las cifras de recaudo por este impuesto para los años gravables de 1996 y 1997.

BOLETIN INFORMATIVO DEL COLEGIO DE ABOGADOS DE MINAS Y PETROLEOS. Comunicado de Prensa recibido de la Empresa Colombiana de Petróleos – ECOPETROL, el día 26 de Marzo de 1998”. Tomo XIX, No. 6, Santa Fe de Bogotá, Marzo 30 de 1998.

ECOPETROL. “Política de Contratación Petrolera”. Documento de la Junta Directiva. Santa Fe de Bogotá. Octubre 22 de 1997.