



**CONSEJO DE ESTADO
SALA DE LO CONTENCIOSO ADMINISTRATIVO
SECCIÓN TERCERA
SUBSECCIÓN C**

CONSEJERO PONENTE: JAIME ORLANDO SANTOFIMIO GAMBOA

Bogotá D.C, veintidós (22) de octubre del dos mil quince (2015)

Radicación número: 190012331000200700555 01 (48.061)

Actor: Ecopetrol S.A

Demandados: Gran Tierra Energy Colombia Ltda.

Asunto: Acción Contractual (Sentencia)

Contenido: Descriptor: Incumplimiento de contrato de asociación petrolera - Propiedad del Petróleo, todas las minas (yacimientos), salvo contadas excepciones, son propiedad de la República - Régimen Jurídico en materia petrolera, Modalidades del contrato de petróleos en Colombia - Típico contrato de concesión en el Código de Petróleos de (1953) - Los llamados contratos de asociación (1974) - Especificaciones básicas de los contratos de asociación - Sistema de contratación de la ANH (2003) - Contratación Misional - Contratos de asignación de áreas para la exploración y explotación de hidrocarburos propiedad de la Nación. - Contratación administrativa - Resolución 046 del 25 de enero de 2013 - Conclusiones - El principio de buena fe contractual - Interpretación, calificación e integración de los contratos - La nulidad absoluta de los actos o de los negocios jurídicos - De la nulidad parcial de los actos o negocios jurídicos - El incumplimiento contractual - Consecuencias del incumplimiento contractual en los contratos estatales y en contratos celebrados por entidades estatales que se rigen por el Derecho privado - Caducidad de la acción de controversias contractuales.

Decide la Sala los recursos de apelación interpuestos por Gran Tierra Energy Colombia Ltda¹ y Solana Petroleum Exploration Colombia Limited² contra la sentencia del 28 de febrero de 2013³ proferida por el Tribunal Administrativo del Cauca que resolvió:

“PRIMERO: DECLARAR la validez y obligatoriedad de la cláusula 3, numeral 3.5 del anexo B, del contrato de asociación Guayuyaco, celebrado entre Ecopetrol S.A y Argosy Energy International, hoy Gran Tierra Energy Ltda (Nit.860516431-7) el 2 de agosto de 2002 con fecha efectiva de 30 de septiembre de 2002, de acuerdo con lo expuesto en precedencia.

SEGUNDO: DECLARAR solidariamente responsable por incumplimiento parcial del contrato de asociación de Guayuyaco a Argosy Energy International, hoy Gran Tierra Energy Colombia Ltda (Nit. 860516431-7) y a Solana Petroleum Exploration Colombia Ltda (Nit. 830051027-8).

TERCERO: CONDENAR solidariamente a Gran Tierra Energy Colombia Ltda (Nit.860516431-7) y a Solana Petroleum Exploration Colombia Ltda (Nit. 830051027-8) a entregar a Ecopetrol S.A, cuarenta y cuatro mil veinticinco (44.025) barriles de crudo, conforme a lo señalado en la parte considerativa”.

I. ANTECEDENTES

¹ Fls.1360-1433 C.P

² Fls.1434-1458 C.P

³ Fls.1311-1358 C.P



1. Lo pretendido

El 13 de diciembre de 2007⁴, **Ecopetrol S.A.**, por intermedio de su representante legal y a través de apoderado judicial⁵, presentó demanda contra **Gran Tierra Energy Colombia Ltda.** para que se realizaran las declaraciones y condenas que la Sala sintetiza así:

1.- Que se declare la existencia y validez del contrato celebrado entre Ecopetrol S.A y la sociedad demandada el día 2 de agosto de 2002 y de la cláusula 3.5 del anexo B del mencionado negocio jurídico.

2.- Que se declare que Gran Tierra Energy Colombia Ltda. incumplió el contrato de asociación “Guayuyaco” por cuanto *“sólo dedujo los ingresos correspondientes al treinta por ciento (30%) de la producción de petróleo obtenida durante las pruebas extensas de producción de los costos directos de exploración (después de descontar lo establecido en el contrato), hasta un máximo del treinta por ciento (30%) de tales costos, tomándose para sí el restante setenta por ciento (70%) de la producción de petróleo obtenida durante las pruebas extensas de producción”*.

3.- Que se declare que como consecuencia del anterior incumplimiento, Ecopetrol S.A tiene derecho a recibir el treinta por ciento (30%) del crudo producido durante las pruebas extensas de producción con posterioridad al logro de la recuperación o reembolso.

4.- Que se declare que durante las pruebas extensas, se produjeron 227.586 barriles, los cuales le corresponden a Ecopetrol S.A., 68.276 barriles y a la sociedad demandada 159.310.

5.- Que se declare que la Asociada le entregó a Ecopetrol S.A., 23.337 barriles de la producción de pruebas extensas y que le debe 44.939 barriles de crudo.

6.- Que se condene a Gran Tierra a pagar a Ecopetrol S.A, 44.939 barriles de crudo.

2. Como fundamento de sus pretensiones, la parte actora expuso los hechos que la Sala sintetiza así⁶:

⁴ Fls.1-45 C.1

⁵ Fls.46 C.1

⁶ Fls.3-10 C.1



Acción contractual – Exp.48.061
De: Ecopetrol S.A
Contra: Gran Tierra Energy Colombia Ltda.

El día 2 de agosto de 2002, Ecopetrol S.A y Argosy Energy International (hoy Gran Tierra Energy Colombia Ltda.) celebraron el contrato de asociación para el sector Guayuyaco, el cual tenía por objeto la exploración y explotación de petróleo.

Durante la ejecución del contrato, se presentaron los siguientes hechos constitutivos de incumplimiento por parte de la demandada:

“(…) 11.- De acuerdo con lo estipulado en la cláusula 3.5 del anexo B del contrato de asociación Guayuyaco, la valorización de la producción obtenida durante el desarrollo de pruebas extensas, después de descontado el porcentaje correspondiente a regalías, fue suficiente para que la Asociada se reembolsara al final del periodo pre comercial la suma de tres millones ochocientos tres mil trescientos sesenta dólares (US\$3.803.360), es decir, el 30% de los costos directos de exploración que ascienden a la suma de doce millones seiscientos setenta y siete mil ochocientos sesenta y siete dólares (US\$12.677.867). La producción valorizada de pruebas extensas requerida para alcanzar tres millones ochocientos tres mil trescientos sesenta dólares (US \$3.803.360) al finalizar el periodo pre – comercial, fue de ochenta y seis mil cuatrocientos sesenta y seis (86.466) barriles. Una vez que la Asociada recuperó el 30% de los costos directos de exploración (tres millones ochocientos tres mil trescientos sesenta dólares – US\$3.803.360), la producción proveniente de las pruebas extensas se debió distribuir entre las partes en proporción del treinta por ciento (30%) para Ecopetrol S.A y setenta por ciento (70%) para la asociada.

12.- Según los estimativos de Ecopetrol, al 1 de junio de 2005 el reembolso del Pozo Guayuyaco I se había completado y consecuentemente a partir de este momento Ecopetrol debió comenzar a recibir su correspondiente porcentaje de participación en la producción. Por lo tanto, Ecopetrol propuso a la Asociada que, de acuerdo con el contrato, se debía comenzar a distribuir la producción obtenida de las pruebas extensas del pozo Guayuyaco – I, después de regalías, en la proporción del 70% para la Asociada y 30% para Ecopetrol a partir del 1 junio de 2005.

13.- Según los estimativos de Ecopetrol, el 1 de noviembre de 2005 el reembolso del Pozo Guayuyaco II se había completado y consecuentemente a partir de este momento Ecopetrol debió comenzar a recibir su correspondiente porcentaje de participación en la producción. Por lo tanto, de acuerdo con el contrato, se debió comenzar a distribuir la producción obtenida de las pruebas extensas del Pozo Guayuyaco II, después de regalías, en la proporción del 70% para la asociada y 30% para Ecopetrol a partir del 1 de noviembre de 2005.

14.- La producción bruta total obtenida durante pruebas extensas hasta diciembre 28 de 2005 fue de trescientos cuarenta y cuatro mil ochocientos ochenta y tres (344.883) barriles. Después de efectuados los descuentos establecidos en la cláusula 3.5 del contrato (por regalías, etc.), la producción restante ascendió a trescientos catorce mil cincuenta y tres (314.053) barriles. Por lo tanto, trescientos catorce mil cincuenta y tres (314.053) barriles debieron imputarse al reembolso. La producción valorizada de pruebas extensas requeridas para alcanzar tres millones sesenta dólares US\$3.803.360 (30% de los costos directos de exploración), fue de ochenta y seis mil cuatrocientos sesenta y seis (86.466) barriles. Por lo tanto doscientos veintisiete mil quinientos ochenta y siete (227.587) barriles han debido distribuirse setenta por ciento (70%) para la Asociada y treinta por ciento (30%) para Ecopetrol. Por consiguiente, la producción que Ecopetrol



debió recibir por su participación en la producción obtenida de pruebas extensas asciende a sesenta y ocho mil doscientos setenta y seis (68.276) barriles.

15.- Teniendo en cuenta que la Asociada no llevó a cabo esta distribución a partir del 1 de junio de 2005 para el pozo Guayuyaco I (fecha en que la Asociada se terminó de reembolsar el 30% de los costos directos de exploración) ni a partir del 1 de noviembre de 2005 para el Pozo Guayuyaco II (fecha en que la Asociada se terminó de reembolsar el 30% de los costos directos de exploración) sino a partir del 29 de septiembre de 2005 (fecha en que de acuerdo, con la interpretación de la Asociada, ésta se terminó de reembolsar el 30% de los costos directos de exploración (sic) (para el caso del Pozo Guayuyaco I) y a partir del 28 de diciembre de 2005 (para el caso del Pozo Guayuyaco II) a la fecha la Asociada le adeuda a Ecopetrol la diferencia entre: la producción que debió recibir por su participación en la producción obtenida de pruebas extensas (sesenta y ocho mil doscientos setenta y seis (68.276) barriles), y los volúmenes entregados por la Asociada (veintitrés mil trescientos treinta y siete (23.337) barriles), es decir cuarenta y cuatro mil novecientos treinta y nueve (44.939) barriles.

(...)."

3. El trámite procesal

3.1- Admitida la demanda⁷ y notificada Gran Tierra Energy Colombia Ltda.⁸, el asunto se fijó en lista.

3.2.- Gran Tierra Energy Colombia Ltda. contestó la demanda⁹, oponiéndose a las pretensiones por carecer de sustento normativo y propuso como excepciones:

(i) Caducidad de la acción:

"(...) Los hechos que dieron origen a la demanda, y que se encuentran plasmadas claramente en la misma ocurrieron en el año 2005, en desarrollo de las pruebas extensas de producción de los pozos de Guayuyaco 1 y 2. En efecto, para Ecopetrol el reembolso de Guayuyaco I terminó en 1 de junio de 2005, mientras que para la Asociada dicho reembolso acaeció en septiembre de 2005. Así las cosas, desde que la asociada se reembolsó de conformidad con su entendimiento de la cláusula 3.5 del anexo B del contrato, a lo cual se oponía Ecopetrol por considerar que el reembolso había ocurrido con anterioridad, transcurrieron más de dos años entre la fecha en que el eventual y pretendido derecho de Ecopetrol a unos barriles provenientes del pozo Guayuyaco I se originó, y la fecha de presentación de la demanda.

En cuanto al reembolso del pozo Guayuyaco 2, para Ecopetrol terminó el 1 de noviembre de 2005 y para la Asociada aún no se ha efectuado por razón del acuerdo a que llegaron las partes en el Comité Ejecutivo No. 1 respecto de la distribución de hidrocarburos a partir de la declaración de comercialidad, es decir, del 28 de diciembre de 2005".

⁷ Fls.307 C. 2

⁸ Fl. 325 C.2

⁹ Fls.330-362 C.2



(ii) La nulidad de la cláusula 3.5 del anexo B del contrato:

La forma como se encuentra redactada la cláusula 3.5 del anexo B del contrato, es abusiva y contraría a la buena fe y los usos y buenas prácticas de la industria petrolera y rompe el equilibrio económico contractual del contrato principal, toda vez que de conformidad con la mencionada estipulación, *“la asociada asume toda la responsabilidad por las operaciones de las pruebas extensas de producción, la totalidad de los desembolsos incluido el transporte de las regalías desde el pozo productor hasta un punto de entrega acordado con Ecopetrol, los cuales por abuso en que incurrió Ecopetrol al imponer el contrato y su anexo B, en ejercicio de la posición dominante que tenía como administrador de los hidrocarburos de propiedad de la Nación, según voces del Decreto 2310 de 1974, no podía jamás recuperar o reembolsar ni siquiera el 30%”*.

(iii) Prevalencia de las cláusulas del contrato relativas a la distribución de hidrocarburos:

La cláusula 3.5 del anexo B es ambigua y contradictoria con el resto del texto contractual en la forma de hacer el reembolso y en la distribución de los hidrocarburos producidos toda vez que si bien la prueba extensa de producción es previa a la comercialidad, y por tanto con arreglo al contrato pertenece al periodo de exploración, el hidrocarburo producido durante ellas es producción *“y no existe razón o motivo valedero para desnaturalizar el contrato estableciendo reglas extrañas y ajenas a su naturaleza única y exclusivamente en beneficio de Ecopetrol pero trasladando todos los riesgos y responsabilidad por las operaciones de donde resulta la producción a la Asociada, sin que se obtenga beneficio alguno”*.

3.2.- Una vez decretadas¹⁰ y practicadas las pruebas, Solana Petroleum Exploration Colombia Limited solicitó intervenir en el proceso en calidad de litisconsorte necesario de la sociedad demandada en virtud de la cesión realizada por parte de Gran Tierra Energy Colombia Ltda. del 50% de sus intereses, derechos y obligaciones en el contrato de asociación suscrito con Ecopetrol S.A¹¹; intervención que fue aceptada por el A quo mediante auto de 24 de octubre de 2008¹³.

¹⁰ Fls.771-774 C.4

¹¹ Por medio de la Resolución No. 389 del 20 de diciembre de 2007, la Agencia Nacional de Hidrocarburos aprobó “la la cesión parcial a favor de la Compañía Solana Petroleum Exploration Colombia Limited, de los intereses, derechos y obligaciones, que posee la compañía Gran Tierra Energy Colombia Ltda., en el contrato de asociación Guayuyaco (...)”. (Fls.577-578 C.3)

¹² Fls.811-820 C.5

¹³ Fls.824 - 827 C.5



3.3.- Posteriormente, se corrió traslado a las partes y al Ministerio Público para que alegaran de conclusión¹⁴, oportunidad que fue aprovechada por la parte demandante¹⁵ y la parte demandada¹⁶.

II. LA SENTENCIA DEL TRIBUNAL

Como se anotó *ad initio* de esta providencia, el 28 de febrero de 2013 el Tribunal Administrativo del Cauca accedió a las súplicas de la demanda.

Como fundamento de su decisión el *A quo* manifestó que:

(I) Con relación a la excepción de caducidad consideró que contrario a lo manifestado por la parte demandada no puede contarse el mencionado término a partir del 1 de noviembre de 2005, toda vez que en primer lugar el periodo de pruebas extensas de producción se amplió hasta el 1 de enero de 2006; y en segundo lugar, el desacuerdo sobre la aplicación de la cláusula 3.5 del anexo B del contrato de asociación Guayuyaco se delimitó al 28 de diciembre de 2005, fecha en que se concedió la comercialidad del yacimiento y a partir de la cual se distribuyó la producción en los porcentajes pactados.

(II) Se encuentra demostrado que Gran Tierra Energy Colombia Ltda. incumplió parcialmente el contrato de asociación de Guayuyaco, al no deducir el 30% de los costos directos de exploración sobre la producción total de las pruebas extensas luego de regalías y consumo y además por imputar parte de esa deducción a “*recuperación*” de costos, figura que sólo tiene lugar cuando se niega la comercialidad.

III. EL RECURSO DE APELACIÓN

1.- El 22 de marzo de 2013 el apoderado judicial de la sociedad Gran Tierra Energy Colombia Ltda. interpuso recurso de apelación¹⁷ contra la sentencia proferida el 28 de febrero de 2013 por el Tribunal Administrativo del Cauca para que se revoque y en su lugar se declaren probadas las excepciones de mérito propuestas en la contestación de la demanda, por los motivos expuestos en ésta última, y además por:

¹⁴ Fl.1126 C.6

¹⁵ Fls.1129-1156 C.6

¹⁶ Fls.1158 C.6 – 1216 C.7 y 1218-1306 C.7

¹⁷ Fls.1360-1433 C.P



1.1.- Errónea aplicación de las reglas de interpretación del contrato por parte del Tribunal Administrativo del Cauca:

“(…) El Tribunal erró en la escogencia de las reglas de interpretación y en los parámetros bajo los cuales resolvió el conflicto sometido a su conocimiento, pues pese a que en el marco conceptual de la sentencia relativo a la interpretación de los contratos el (sic) desarrolló unos planteamientos sobre la interpretación de los contratos, éstos no se vieron reflejados en las conclusiones del Tribunal, en cuanto se limitó a la literalidad y claridad del texto contractual, desconociendo su propio postulado bajo el cual es posible la interpretación de cláusulas contractuales aun cuando sean claras.

De igual forma, de manera infundada manifiesta que en los contratos de adhesión, al cual pertenece el contrato objeto de estudio, no es posible desentrañar la intención común de los contratantes, pues una parte propone el texto contractual y la otra adhiere. La anterior conclusión del Tribunal resulta desafortunada, pues confunde el hecho de que en los contratos de adhesión no exista discusión del texto contractual, con el hecho de que las partes si tengan un entendimiento preliminar del alcance y filosofía del contenido del contrato. En otras palabras, bajo la equivocada premisa del Tribunal la regla de interpretación principalmente aplicable a los contratos de adhesión será la literalidad, pues no será posible saber el entendimiento inicial que tenían las partes del contenido del contrato”.

1.2.- La Deficiente valoración probatoria: Desconoció los testimonios y documentos que obran en el plenario tendientes a demostrar el alcance y sentido de la cláusula 3.5 del anexo B del contrato de asociación. Al respecto, el apelante manifestó que no se tuvo en cuenta, entre otros medios probatorios, los siguientes:

(i) La comunicación ASO – 000672 del 6 de septiembre de 2000 proferida por Ecopetrol S.A mediante la cual se *“reconoce que la producción de la distribución en pruebas extensas se debe realizar de acuerdo con lo dispuesto en la cláusula 14 del contrato de asociación, debiéndose reembolsar los costos directos de exploración causados durante las pruebas extensas de producción con el porcentaje de la producción que le corresponde, que para el caso que aquí nos ocupa es del 30%”.*

(ii) El Acta de la Junta Directiva de Ecopetrol No. 2246 del 10 de noviembre de 2000 mediante la cual se estableció que la Asociada podía disponer del 100% de la producción, después de regalías, para efectos del reembolso de los costos directos de exploración.

1.3.- Errónea interpretación de la cláusula 3.5 del anexo B del contrato de asociación por parte del Tribunal de Primera Instancia: La correcta interpretación de la cláusula 3.5 es la siguiente:

“Ecopetrol debe reembolsar a la Asociada el 30% de los costos directos de exploración proveniente de las pruebas extensas de producción, reembolso que no



Acción contractual – Exp.48.061
De: Ecopetrol S.A
Contra: Gran Tierra Energy Colombia Ltda.

puede deducirse del 100% de la producción de pruebas extensas, sino del 30% que corresponde a Ecopetrol, ya que la totalidad de la producción, no es de propiedad de Ecopetrol sino 70% propiedad de la Asociada. Dicho reembolso debe hacerlo Ecopetrol antes de la declaratoria de comercialidad del campo y con el 100% de la producción que le pertenece”.

2.- El mismo 22 de marzo de 2013¹⁸, el apoderado de Solana Petroleum Exploration Colombia Limited., interpuso recurso de apelación en el que solicitó que se revoque la sentencia de primera instancia y en su lugar se nieguen las pretensiones de la demanda por cuanto consideró que:

2.1.- En el *sub judice* operó el fenómeno de la caducidad.

2.2.- El Tribunal cometió un error esencial toda vez que al momento de decidir sobre el fondo de la cuestión, omitió analizar la intención original de las partes y el desvío que respecto de la misma conllevaba la cláusula 3.5 del anexo B del contrato de asociación, para su interpretación y en general para la interpretación del contrato a favor de la parte actora.

2.3.- De conformidad con la decisión tomada por el Tribunal, se rompió por completo el equilibrio de la relación contractual, por cuanto se favoreció a quien tenía el poder en el contrato, esto es, a Ecopetrol S.A.

2.4.- La conclusión a la que llegó el Tribunal en la resolución del *sub judice* es falsa y contraria a las reglas de interpretación de los contratos toda vez que:

“b. La conclusión del Tribunal desconoce los antecedentes del contrato de asociación, su etapa pre contractual, donde claramente las partes habían manifestado y entendido que toda la producción se distribuiría en proporciones 70-30, sin que en esa etapa se hiciera el distingo que ahora se pretende introducir.

c. La conclusión del Tribunal ignora lo acordado por la Junta de Ecopetrol en el sentido que la motivación de estos contratos era “mejorar” la situación del asociado y no empeorarla, que es lo que de facto se logra con la interpretación cuestionada.

d. La conclusión del Tribunal omite considerar que la oferta enviada por Ecopetrol y aceptada en su momento por Argosy, ofrecía sin condicionamiento o exclusión un sistema de distribución 70-30.

e. La conclusión del Tribunal desconoce que el objeto explícito fue mejorar el ritmo de recuperación para el asociado, pero no el de Ecopetrol, es decir, que se buscaba mejorar la rentabilidad y el flujo de caja del asociado, objetivo que desdibuja con la interpretación del Tribunal.

¹⁸ Fls.1434-1458 C.P



f. El Tribunal omitió considerar y valorar las pruebas aportadas, que claramente señalan en los testimonios aportados, que el entendimiento y propósito del sistema de distribución ofrecido era uno distinto al que Ecopetrol ahora propugna.

El Tribunal toma de los testimonios, la parte que conviene a su tesis, haciendo a un lado la declaración vista y analizada en forma integral como era su deber.

*g. La conclusión del Tribunal se funda en la errada premisa según la cual, como la asociada pudo examinar el contrato, tendría que haber entendido la distinción que una de sus cláusulas introducía respecto al espíritu, entendimiento y presentación original del contrato.
(...)”.*

IV. EL CONCEPTO DEL MINISTERIO PÚBLICO

El señor Agente del Ministerio Público mediante concepto No. 333 del 28 de octubre de 2013¹⁹ consideró que la sentencia apelada debía confirmarse por los siguientes motivos:

“(...) Del análisis en conjunto de las cláusulas contractuales se concluye que la cláusula 3.5 del anexo B no es contradictoria con alguna de las cláusulas del contrato.

Para arribar a esa conclusión se debe tener en cuenta que las cláusulas 9 y 14 – de distribución de costos y de producción respectivamente – se refieren a la etapa de explotación, esto es, cuando se ha declarado comercial un yacimiento. Momento en el que igualmente se habla de cuenta conjunta cláusula 22. Aunque en estas cláusulas se estipuló que Ecopetrol reembolsaría costos directos de exploración a la Asociada y que después de regalías se distribuye 30/70, es una disposición referida a cuando ya se ha declarado la comercialidad.

Por su parte, la cláusula 3.5 del anexo B regula una situación específica y concreta: pruebas de exploración, sencillamente, sin referirse a la declaratoria de comercialidad de yacimiento: por ende, la producción de hidrocarburos que se logra en ese periodo del contrato se distribuye de manera diferente a como se distribuye cuando se declara la comercialidad, esto es, descontadas las regalías y el 30% de costos directos, se distribuye 30/70.

(...)

Finalmente se debe indicar que aunque se trata de un contrato de adhesión y que la demandada es deudora, so pretexto de la controversia no puede aplicarse de manera diferente a su sentido claro y obvio como pretenden las apelantes. Aunado a que no se evidencia tampoco que la demandante hubiere faltado a la buena fe imperativa en la contratación.

(...)”.

En consideración a que el expediente se encuentra al despacho del Consejero Ponente para elaboración del fallo y no advirtiéndose causal de nulidad que pueda invalidar lo actuado, la Sala de Subsección C procede a desatar la alzada, previas las siguientes:

¹⁹ Fls.1559-1573 C.P



V. CONSIDERACIONES.

Para resolver lo pertinente la Sala, retomando la problemática jurídica propuesta por las partes, precisará el alcance de los conceptos adoptados como *ratio decidendi* para sustentar su decisión:

1. Propiedad del Petróleo - Todas las minas (yacimientos), salvo contadas excepciones, son propiedad de la República
2. Régimen Jurídico en materia petrolera - Modalidades del contrato de petróleos en Colombia
 - 2.1 Típico contrato de concesión en el Código de Petróleos de 1953
 - 2.2 Los llamados contratos de asociación
 - 2.2.1 Especificaciones básicas de los contratos de asociación (1974)
 - 2.3 Sistema de contratación de la ANH (2003)
 - 2.3.1 Contratación Misional
 - 2.3.2 Contratos de asignación de áreas para la exploración y explotación de hidrocarburos propiedad de la Nación.
 - 2.3.3 Contratación administrativa - Resolución 046 del 25 de enero de 2013
 - 2.4 Conclusiones
3. El principio de buena fe contractual
4. Interpretación, calificación e integración de los contratos
5. La nulidad absoluta de los actos o de los negocios jurídicos;
 - 5.1. De la nulidad parcial de los actos o negocios jurídicos;
6. El incumplimiento contractual;
 - 6.1. Consecuencias del incumplimiento contractual en los contratos estatales y en contratos celebrados por entidades estatales que se rigen por el Derecho privado;
7. Caducidad de la acción de controversias contractuales
8. Análisis del caso concreto.
 - 8.1. Caducidad de la acción de controversias contractuales en el caso concreto;
 - 8.2. Nulidad de la cláusula 3.5 del anexo B del contrato de Asociación “Guayuyaco”;
 - 8.3. Interpretación del contrato de asociación petrolera, especialmente, de la cláusula 3.5 del Anexo B – Acuerdo de Operaciones.
 - 8.3.1 Texto de la cláusula discutida – 3.5 del Anexo B – Acuerdo de Operaciones
 - 8.3.2. Valoración probatoria frente al desacuerdo en el alcance y contenido de la cláusula 3.5 del Anexo B – Acuerdo de Operaciones
 - 8.3.3 Conclusiones de la Sala con relación al alcance de la cláusula 3.5 del Anexo B – Acuerdo de Operaciones del Contrato de Asociación.



8.3.4 Conclusiones de la Sala con relación a otras disposiciones contenidas en el Contrato de Asociación.

8.3.5 Conclusiones de la Sala con relación al conocimiento de las partes del contenido del contrato.

8.4. Incumplimiento de la cláusula 3.5 del anexo B del contrato de Asociación “Guayuyaco”.

1. Propiedad del Petróleo - Todas las minas (yacimientos), salvo contadas excepciones, son propiedad de la República²⁰

El petróleo constituye la más valiosa riqueza mineral en Colombia. Ni el oro y la plata que, en riquísimos veneros o en ingentes aluviones, se encuentran por doquiera en la Cordillera Central; ni el platino que atesoran las cuencas hidrográficas del Atrato y del San Juan; ni las esmeraldas de Muzo, únicas en el mundo por su incomparable belleza; ni los inagotables depósitos de sal gema que guarda la Cordillera Oriental; ni el cobre, ni el hierro, ni la hulla, que con tantos otros minerales prodigó la naturaleza en toda la vasta extensión del territorio colombiano, constituyen tan valiosa riqueza²¹.

Respecto a los sistemas de propiedad minera aplicados hoy en el mundo, se encuentran varias modalidades. La primera, es el sistema de accesión²² o fundiario, que se fundamenta en el principio del Derecho romano antiguo “*qui dominus est soli, dominus est coeli et inferarum*”, esto es, el que es dueño del suelo lo es también del espacio (cielo) y del subsuelo.

El segundo sistema es el de patrimonio²³, según el cual, el Estado dispone de las minas lo mismo que de un bien patrimonial. Y, otro sistema es el denominado “*res nullius*” o *sistema liberal*²⁴ que se ha dividido en dos subsistemas, el de ocupación y el de concesiones de derecho de regalía.

Adicionalmente, la Sección ha hecho alusión al sistema regeliano en el que el subsuelo pertenece al príncipe y sus riquezas se convierten en una fuente de ingresos para la corona; el sistema demanial en el que la propiedad de las minas se atribuye al Estado mediante la institución del dominio público que le da a éste una función de administración

²⁰ <http://www.banrepcultural.org/sites/default/files/91928/brblaa277339.pdf>, consultado 02 de octubre de 2015, 2:32 p.m.

²¹ <http://www.banrepcultural.org/sites/default/files/91928/brblaa277339.pdf>, consultado 02 de octubre de 2015, 2:32 p.m.

²² Este sistema no ha podido conservarse sino con muchas restricciones que conducen a los otros sistemas, como es el caso de Inglaterra, algunos Estados de USA, Rusia, Prusia Oriental, Galicia, Bukovina, etc.

²³ Rige la mayor parte de los cantones Suizos, constituye la base de la legislación de minas del Japón, lo mismo que en Italia y en Turquía, entre otros.

²⁴ Entre otros rige en Australia, Prusia, España, Holanda, Bélgica, Rumania y Chile.



en beneficio de la colectividad. La regulación deja de ser de derecho privado y la explicación se traslada al campo del derecho administrativo, y el sistema de nacionalización en el que se da un traspaso del sector privado al sector público de los recursos mineros y por ende también se torna pública su gestión.

Dentro de estos sistemas, la jurisprudencia ha ubicado el ordenamiento jurídico colombiano en el sistema demanial, por cuanto la propiedad de los yacimientos minerales, como se desprende de la Constitución Política, corresponde al Estado en calidad de propietario del subsuelo y de los recursos naturales no renovables, entre ellos, los minerales de cualquier clase y ubicación, yacentes en el suelo o en el subsuelo y en cualquier estado físico natural²⁵.

Es de anotar que esta conclusión debería fundarse en la larga tradición jurídica del País, pues, en lo que corresponde a la historia de Colombia, las leyes españolas sobre minas, desde la primera expedida en Birsbiezca por Don Juan II en el año de 1387, hasta las contenidas en la Novísima Recopilación terminada en 1804, estaban basadas en el principio filosófico de que el subsuelo y con él todas las minas pertenecen al soberano, variando tan solo el modo de permitir su beneficio a los particulares y la cuantía de lo que, de su producto, había de satisfacerse al Real Tesoro. Al verificarse la independencia estas leyes regían en todas las colonias.

Constituida la República, se conservó la legislación minera española hasta 1823. El 5 de agosto de dicho año se dictó la primera ley colombiana sobre minas²⁶, en la cual, “el Senado y la Cámara de la República de Colombia, reunidos en Congreso y deseando que el importante ramo de la minería tenga todo el adelantamiento posible en las actuales circunstancias; y considerando que las minas de propiedad particular de la República, no deben explotarse por su cuenta y á (sic) sus expensas, á (sic) causa de que la experiencia ha manifestado que en tales operaciones la Nación sale gravada enormemente lejos de reportar alguna utilidad”²⁷

Bajo esta justificación se expidió el mencionado cuerpo normativo que contaba con sólo 4 artículos en los que se regulaba “el arrendamiento de las minas pertenecientes en propiedad á (sic) la República”. En donde, básicamente, “se autoriza al Poder Ejecutivo

²⁵ Consejo de Estado – Sección Tercera, sentencia de 3 de febrero de 2010, Exp. 33.187; reiterada por la Subsección C, sentencia de 24 de abril de 2013, Exp. 12.153, ambas con ponencia del magistrado Enrique Gil Botero.

²⁶ Firmada, entre otros por Francisco de Paula Santander.

²⁷ <https://books.google.com.co/books?id=2SVFAAAAYAAJ&pg=PA187&dq=LEY+COLOMBIANA+SOBRE+MINAS+DE+1823&hl=es-419&sa=X&ved=0CCAQ6AEwAWoVChMIxbOV46ykyAIVhVYeCh1BVgx2#v=onepage&q=LEY%20COLOMBIANA%20SOBRE%20MINAS%20DE%201823&f=false>, consultado el 2 de octubre de 2015, a las 2:47 p.m.



para que dé, en arrendamiento, del modo que le parezca mas (sic) ventajoso, las minas pertenecientes en propiedad a la República, (...), pero fijando la extensión que tenga por conveniente”.

Dentro de las obligaciones de los arrendatarios se dispuso: “deberán labrar, fortificar, y amparar las minas del modo mas (sic) ventajoso a la sociedad; conformándose a lo dispuesto en los títulos 9.º y 10.º de las ordenanzas de minería de la Nueva España, ó á (sic) lo que en lo sucesivo se mandare”.

El 24 de octubre de 1829 el Libertador Simón Bolívar, “considerando: 1º Que la minería ha estado abandonada en Colombia, sin embargo de que es una de las principales fuentes de la riqueza pública; 2º Que para fomentarla es preciso derogar algunas antiguas disposiciones, que han sido origen fecundo de pleitos y disensiones entre los mineros; 3º Que debe asegurarse la propiedad de las minas contra cualquier ataque y contra la facilidad de turbarla o perderla; 4º En fin, que conviene promover los conocimientos científicos de la minería y de la mecánica, como también difundir el espíritu de asociación y de empresa, para que la minería lleque (sic) al alto grado de perfección que se necesita para la prosperidad del Estado”²⁸, sancionó en Quito el decreto que reglamentó lo correspondiente a “descubrimientos, títulos y deserción de minas”, en cuyo artículo 1º dijo que “Conforme a las leyes, las minas de cualquier clase corresponden a la República, cuyo Gobierno las concede en propiedad y en posesión a los ciudadanos que las pidan, bajo las condiciones expresadas en las leyes y ordenanzas de minas y con las demás que contiene este decreto”.

Al respecto debe anotarse que la concesión de propiedad de la que aquí se habla no hace relación a un título traslativo de dominio sino a un título que le permite usufructuar la mina bajo el pago de unos derechos de arancel a favor de la tesorería de la provincia, que se destinaría a “formar un fondo con que pagar el establecimiento de una cátedra de minería y mecánica”²⁹.

Asimismo, es de resaltar que las leyes y ordenanzas de minas a que este decreto alude, no son otras que las proferidas por la corona Española, afirmación que se constata en su artículo final, esto es el 38, que expresamente señaló “mientras se forma una ordenanza propia para las minas y mineros de Colombia, se observara provisionalmente la ordenanza de minas de Nueva España, dada el 22 de mayo de 1803” en donde, como antes se dijo, España conservaba el dominio sobre el subsuelo y en las que se lee:

²⁸ http://escritoriocentres.educ.ar/datos/recursos/libros/discurso_sobre_minas.pdf consultado el 2 de octubre de 2015, a las 3:47 p.m.

²⁹ Artículo 2º.



“1º Las minas son propiedad de mi Real Corona, así por su naturaleza y origen, como por su reunión dispuesta en la ley 4, título 13, libro 6º de la Nueva Recopilación. 2º Sin separarlas de mi real patrimonio, las concedo a mis vasallos en propiedad y posesión (...) 3º Esta concesión se entiende bajo dos condiciones: la primera, que hayan de contribuir a mi Real Hacienda la parte de metales señaladas y la segunda, que han de laborar y disfrutar las minas cumpliendo lo prevenido en estas ordenanzas, de tal suerte que se entiendan perdidas siempre que se falte al cumplimiento de aquellas en que así se previniese”³⁰

Es de tenerse en cuenta que aunque la legislación anotada refiere únicamente a “minas”, dentro de ellas se comprendían las minas de petróleo que fueron denominadas por el artículo 22 de la ordenanza de 1803 como “bitúmenes”³¹ o “jugos de la tierra” que hoy conocemos bajo el nombre de petróleo, asfalto, nafta, ozoquerita, es decir, los hidrocarburos.

Posteriormente, con la expedición de la Constitución para la Confederación Granadina del 22 de mayo de 1858 la propiedad de la minas pasó a estar en cabeza de los Estados Federados, excepto las minas de esmeraldas o las de sal gema³². Desde este momento, casi todos los Estados cedieron la propiedad de las minas al dueño del suelo, aunque se reservaban la propiedad sobre las minas de oro, plata y platino³³.

Sin embargo, en 1873 se profirió el código fiscal donde las normas relativas a las minas de carbón se hicieron aplicables al petróleo y se dispuso que ningún contrato que el gobierno realizara con el objeto de enajenar u otorgar la explotación de las minas de carbón o petróleo, fuera válido sin la previa autorización del Congreso de la República.

Seguidamente, se dio la Constitución Política de 1886 en donde “[l]a Nación Colombiana se reconstituye en forma de República unitaria” y en cuyo artículo 202 dispuso:

*“Artículo 202.- Pertenecen a la República de Colombia
(...)*

2. Los baldíos, minas y salinas que pertenecían a los Estados, cuyo dominio recobra la Nación, sin perjuicio de los derechos constituidos a favor de terceros por dichos Estados, o a favor de éstos por la Nación a título de indemnización

3. Las minas de oro, de plata, de platino y de piedras preciosas que existan en el territorio nacional, sin perjuicio de los derechos que por leyes anteriores hayan adquirido los descubridores y explotadores sobre algunas de ellas”

³⁰ <https://books.google.com.co/books?id=7rczAQAAMAAJ&pg=PA334&dq=ordenanza+del+22+de+mayo+de+1803+nueva+espa%C3%B1a&hl=es-419&sa=X&ved=0CBsQ6AEwAGoVChMljYuh5fWkyAIVwaceCh3u9AwX#v=onepage&q=ordenanza%20del%2022%20de%20mayo%20de%201803%20nueva%20espa%C3%B1a&f=false> consultado 2 de octubre de 2015 6:26 p.m.

³¹ Palabra en desuso que significa la mezcla de líquidos orgánicos compuesta por hidrocarburos.

³² Artículo 6. Bienes de la Confederación.

³³ Ejemplo de esto se encuentra en el artículo 1º de la Ley 59 de 1873, donde previas excepciones “todas las minas o minerales son de propiedad del dueño del terreno en que estén”.



Aquí se comienza un nuevo periodo, donde la Nación recobró para el Estado el dominio de las minas y los yacimientos de hidrocarburos, o lo que es igual, supuso restaurar el régimen de propiedad del subsuelo minero vigente antes del 22 de mayo de 1858³⁴.

Al respecto se ha considerado que “la Constitución de 1886 en su artículo 202 volvió a establecer la reserva estatal del subsuelo, al disponer que las minas son patrimonio de la Nación, dejando a salvo los derechos constituidos a favor de terceros³⁵. Nuevo régimen jurídico que obedeció al propósito manifestado por don Miguel Antonio Caro en el Consejo Nacional de Delegatarios, en el sentido de hacer que la Nación “conservase los bienes anexos al atributo de la soberanía, como son el subsuelo y los baldíos”³⁶³⁷.

Sin embargo, hay quienes afirman que la República de Colombia jamás se desligó de la propiedad del subsuelo. Esta fue la ponencia presentada por el Senador Vicente Olarte Camacho en la exposición de motivos y discurso sustentando “el proyecto de ley sobre depósitos de petróleo, hidrocarburos en general y minas de carbón en las sesiones de 1918”³⁸, en donde consideró que:

“Anotaremos aquí que el legislador colombiano no ha definido lo que se entiende por subsuelo, ni el Estado se ha desprendido de esa propiedad, y por consiguiente nos parece que hay una inexactitud en la disposición antes aludida³⁹, cuando dice que «en aquellos Departamentos en donde el dueño del suelo lo fuera del subsuelo, las minas de filón no podrían ser denunciadas sino por el propietario o con su permiso, pues ocurre preguntar: ¿cuáles eran los Departamentos en donde regía expresamente la disposición que consagrara la propiedad del subsuelo a favor de entidades determinadas? Decididamente contestamos que en ninguno, porque es preciso no confundir la propiedad que de las minas conservó la Nación hasta 1858, a virtud de la subrogación de derechos que de España adquirió, con la misma propiedad que luego (sic) fue transmitida a los antiguos Estados, pues el derecho citado recayó solamente sobre la superficie del suelo y no del subsuelo,

³⁴ Para una magistral aproximación histórica al tema vid. Consejo de Estado Sala de lo Contencioso Administrativo, Sección Tercera, sentencia de marzo 4 de 1994, rad. 7120, CP Daniel Suárez Hernández.

³⁵ De acuerdo con dicho canon constitucional: “Pertenece a la República de Colombia: 1. Los bienes, rentas, fincas, valores, derechos y acciones que pertenecían a la Unión Colombiana en 15 de abril de 1886. 2. Los baldíos, minas y salinas que pertenecían a los Estados, cuyo dominio recobra la Nación, sin perjuicio de los derechos constituidos a favor de terceros por dichos Estados, o a favor de éstos por la Nación a título de indemnización. 3. Las minas de oro, de plata, de platino y de piedras preciosas que existan en el territorio nacional, sin perjuicio de los derechos que por leyes anteriores hayan adquirido los descubridores y explotadores sobre algunas de ellas”.

³⁶ Cfr. Voto disidente del Consejero Humberto Mora Osejo a Consejo de Estado, Sala de Consulta y Servicio Civil, concepto de 11 de julio de 1988, rad. 187.

³⁷ Consejo de Estado, Sección Tercera – Subsección B, sentencia del 29 de marzo de 2012, Exp. 19.269, M.P. Ruth Stella Correa Palacio.

³⁸ ESTUDIOS%20VARIOS/EL%20PROBLEMA%20DEL%20PETROLEO%20-%20PROYECTO%20DE%20LEY%20Y%20CONCEPTO%20DEL%20CONSEJO%20DE%20ESTADO.pdf

³⁹ Se refiere aquí a la Ley 38 de 1887 se adoptó el Código de Minas de Antioquia que en su artículo 1º estableció que en aquellos Departamentos en donde el dueño del suelo fuera del subsuelo, las minas de filón no podrían ser denunciadas sino por el propietario o con su permiso.



que fue, y es preciso repetirlo, del Estado. Y para que esta entidad jurídica hubiese renunciado a ese derecho del subsuelo, sería necesario acreditar el texto legal o constitucional que lo expresara así, y claro es que tal disposición no existe ni puede existir, dado que lo transmitido a los antiguos Estados fue la propiedad sobre la superficie del suelo, reservándose la Nación lo que científica y geológicamente se denomina subsuelo.”⁴⁰

Y se considera acertada la deducción expuesta por el Senador de 1918, pues tanto la Constitución Política de 1858 como las leyes que de ella se desprendieron sólo hicieron alusión a las minas, más no al subsuelo que las comprendía, en razón a lo cual se ha afirmado que tácitamente la Confederación se reservó el derecho sobre él.

Tanto es así que, incluso, la Constitución de 1886, únicamente alude a que la Nación recobra el dominio de las minas, sin referir expresamente la propiedad sobre el subsuelo ni el suelo. De manera que fue solo hasta 1991 cuando los artículos 101 y 332 de la nueva Constitución Política especificaron que el subsuelo colombiano forma parte del territorio y su propiedad está en cabeza del Estado.

Asimismo, la Ley 20 de 1969 “por la cual se dictan disposiciones sobre minas e hidrocarburos”, en su artículo primero sólo hizo referencia a las minas de la Nación para establecer que: “todas las minas pertenecen a la Nación, sin perjuicio de los derechos constituidos a favor de terceros. Esta excepción, a partir de la vigencia de la presente Ley, solo comprenderá las situaciones jurídicas subjetivas y concretas debidamente perfeccionadas y vinculadas a yacimientos descubiertos.”

En este escenario se hizo evidente que luego de proferirse la Constitución de 1886, el Estado realizó un esfuerzo por crear una legislación independiente y que reivindicara la propiedad de las minas y yacimientos en cabeza del Estado.

De otra parte se dio la Ley 30 de 1903 que trataba sobre asuntos fiscales y de minas, y en la cual se establecieron impuestos sobre las minas de oro, plata y platino, originados en la denuncia de las minas o la concesión.

Seguidamente, con la Ley 6 de 1905 se dio origen a las concesiones conocidas como De Mares y Barco. Estas concesiones fueron la base de la industria petrolera colombiana y, de hecho, fueron la única producción de hidrocarburos que tuvo Colombia en el período comprendido entre 1921 y 1941.

⁴⁰ OLARTE Camacho Vicente, Propiedad de las Minas de Petróleo, Carbón e Hidrocarburos, Bogotá, imprenta de “la Luz” – 1916, Pág. 8-9.



Posteriormente, en 1912 se profirió la Ley 110 – por la cual se sustituyó el código fiscal y las demás leyes que lo adicionaban o reformaban, en cuyo artículo 4º estableció como bienes fiscales del Estado, entre otras, las minas de petróleo,

Asimismo se profirió la Ley 120 de 1919 – sobre yacimientos e hidrocarburos, en la cual se definió el concepto de hidrocarburo, se dividió el territorio en 3 zonas; se autorizó la celebración del contrato de “concesión de arrendamiento” para la exploración de yacimientos a cambio de un canon e impuesto; se definió la explotación y se establecieron diferentes disposiciones fiscales.

Luego la Ley 37 de 1931 determina y reglamenta la exploración y explotación del petróleo propiedad de la nación mediante contratos de concesión, la selección de los contratistas y las regalías en favor de la nación, entre tanto que frente a la explotación de petróleo de propiedad particular establece los impuestos.

En 1936 se expide la Ley 160 que fija un nuevo marco normativo para la propiedad particular del petróleo. Esta ley tuvo avances muy importantes en cuanto a la definición y reglamentación de la actividad de exploración, explotación y sobre los contratos de concesión celebrados entre el Estado y los particulares.

Más adelante, la Ley 18 de 1952 dictó disposiciones en el ramo de petróleos y modificó las Leyes 37 de 1931 y 160 de 1936; estableció los montos que por concepto de canon superficiario debían pagar los concesionarios durante la exploración y la explotación del petróleo, así como los porcentajes de participación a favor del Gobierno Nacional y los eventos en que el contratista podía renunciar al contrato de concesión y devolver los terrenos objeto de la misma, entre otros.

Al año siguiente, el Decreto 1056 de 1953 – por medio del cual se expidió el Código de Petróleos, dispuso, igualmente, que el petróleo es propiedad de la Nación y su exploración y explotación sólo es posible mediante contratos de concesión cuya reglamentación se incluyó en los capítulos III, IV y VI. Asimismo reiteró la utilidad pública la industria del petróleo y el respeto de los derechos de los particulares sobre el petróleo de propiedad privada.

Estas normas fueron modificadas por la Ley 10 de 1961, en el sentido de reducir la fase exploratoria, acelerar el retorno de la extensión de terreno concesionada y aumentar la participación del gobierno en la producción, entre otros.



Finalmente, con la ya mencionada Ley 20 de 1969 se regularon los derechos de propiedad prerepublicanos, se abolió definitivamente el régimen de la accesión y se estableció el principio de propiedad absoluta de la Nación sobre las minas y yacimientos de hidrocarburos, aunque, respetando los derechos preestablecidos en favor de terceros particulares con algunas condiciones para su ejercicio.

Es precisamente en interpretación de la Ley 20 de 1969 a la luz de la Constitución de 1991 que la Corte Constitucional pudo afirmar que “[e]n nuestro ordenamiento jurídico, se ha establecido un régimen especial de la propiedad particular sobre el subsuelo y en especial el petrolero, que implica que ella ha sido conferida por el Estado, y que se halla condicionada a las exigencias legales en cuanto a la continuidad del derecho de dominio, además, se encuentra que dicha propiedad no es extraña a las exigencias que sobre su ejercicio haga el legislador, ya que comporta buena parte de la riqueza pública de la Nación y del Estado, que debe ser aprovechada en beneficio de la sociedad.”

Luego, no cabe ninguna discusión respecto de la titularidad del Estado Colombiano del subsuelo y de todos los recursos que de él emergen, como claramente quedó consignado en el artículo 332 constitucional:

Artículo 332. *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.*

Ahora bien, es igualmente importante anotar que el juez constitucional ha ido más allá y ha dicho que “[e]l artículo 332 de la Constitución declara sin rodeos que el Estado es propietario de los recursos naturales no renovables, sin distinguir entre aquellos que se encuentran en el suelo y los que provienen del subsuelo y sin discriminar tampoco entre los que se hallan en suelo de propiedad privada respecto de los que se localicen en terrenos públicos. El Estado no es propietario del suelo, salvo el caso de los bienes fiscales, no es acertado a la luz de la Constitución afirmar que estén excluidos del dominio estatal todos los recursos naturales que se encuentren en el suelo por esa sola circunstancia, pues los no renovables son de propiedad pública. Lo propio ocurre con los materiales que componen el suelo o los elementos que de ellos se extraen y con los que se encuentren en terrenos de propiedad privada. En este último caso, la Constitución garantiza el derecho de propiedad sobre la tierra, pero ello no implica que el Estado renuncie a favor del propietario el derecho público que se tiene sobre los recursos naturales no renovables. Distinción similar debe hacerse, al considerar los cargos contra los artículos 3°, 4° y 27, en lo atinente a los recursos naturales no renovables que se encuentren en bienes de uso público, pues aunque tales bienes, de conformidad con el



artículo 63 de la Constitución, son inalienables, imprescriptibles e inembargables, ello no quiere decir que esté prohibido al Estado ejercer la propiedad que le corresponde sobre los recursos naturales no renovables que allí se encuentran”⁴¹.

Hechas las precisiones que anteceden, solo resta ratificar la propiedad de los hidrocarburos y petróleo que produce el subsuelo colombiano, en cabeza del Estado, salvo las excepciones que bajo los Estados Federados quedaron consolidadas y a las que alude la Ley 20 de 1969 que, a la postre, fue reglamentada por el Decreto 1994 de 1989, que confirmó dicha excepción a favor de terceros “siempre que tales actos conserven su validez jurídica y que al 22 de diciembre de 1969 esas situaciones estuvieran vinculadas a uno o varios yacimientos descubiertos.”; y asimismo la Ley 97 de 1993, por la cual se interpreta con autoridad la Ley 20 de 1969⁴² y “al regular el reconocimiento excepcional de propiedad privada sobre hidrocarburos dejó en claro que para efectos de la excepción prevista en los artículos 1 y 13 de la Ley 20 de 1969, se entiende por derechos constituidos a favor de terceros las situaciones jurídicas subjetivas y concretas, adquiridas y perfeccionadas por un título específico de adjudicación de hidrocarburos como mina o por una sentencia definitiva y en ejercicio de los cuales se hayan descubierto uno o varios yacimientos de hidrocarburos, a más tardar el 22 de diciembre de 1969”⁴³⁴⁴.

Así las cosas, en tanto que Colombia posee una gran riqueza representada en sus recursos naturales renovables y no renovables, los cuales pertenecen al Estado, corresponde a sus entidades públicas la administración de dichos recursos mediante medidas planificadas que garanticen su desarrollo, pero, sobre todo, que procuren su conservación. Por esto el Estado, en ocasiones, se ve en la necesidad de otorgar derechos a los particulares para que los exploten, de tal manera que se haga en forma eficiente.

Sin embargo, no se debe olvidar que, aún en estos casos, la titularidad de los recursos sigue en cabeza del Estado, y por eso la exploración y explotación, específicamente de recursos naturales no renovables como el petróleo, genera a favor de la Nación el pago

⁴¹ Corte Constitucional, sentencia de Constitucionalidad 216 del 9 de junio de 1993.

⁴² De acuerdo con el artículo 3º de dicha ley: “Las disposiciones contenidas en los artículos 1o y 2o de la presente Ley, constituyen la única interpretación autorizada de la Ley 20 de 1969, artículos 1o y 13”.

⁴³ Por su parte, el artículo 2º de la misma ley, dispuso que se entiende que existe yacimiento descubierto de hidrocarburos cuando mediante perforación con taladro o con equipo asimilable y las correspondientes pruebas de fluidos, se logra el hallazgo de la roca en la cual se encuentran acumulados los hidrocarburos y que se comporta como unidad independiente en cuanto a mecanismos de producción, propiedades petrofísicas y propiedades de fluidos.

⁴⁴ Consejo de Estado, Sección Tercera – Subsección B, sentencia del 29 de marzo de 2012, Exp. 19.269, M.P. Ruth Stella Correa Palacio.



de regalías y porcentajes de participación en la producción de crudo, lo cual se traduce en una contraprestación a cargo de las personas que realizan la exploración o explotación.

Entonces, la causa jurídica de las regalías⁴⁵ y los porcentajes de participación en la producción que de los yacimientos se obtiene reside, básicamente, en la propiedad del subsuelo y de los recursos naturales no renovables, reconocida al Estado por el artículo 332 de la actual Constitución.

2. Régimen Jurídico en materia petrolera - Modalidades del contrato de petróleos en Colombia

En atención a que la propiedad del subsuelo y de todo lo que en él se halla pertenece al Estado, éste debe “planificar el manejo y aprovechamiento de los recursos naturales, garantizando su desarrollo sostenible, su conservación, restauración o sustitución⁴⁶ mediante la adopción de mecanismos y políticas que garanticen su eficiente intervención y “el derecho colectivo a un ambiente sano”⁴⁷; con la competencia de dirección general de la economía, de la cual se desprende la posibilidad de realizar, directamente o a través de los particulares la exploración y explotación de los minerales e hidrocarburos con el fin de conseguir el mejoramiento de la calidad de vida de los habitantes, la distribución equitativa de las oportunidades y los beneficios del desarrollo.

Con este propósito, mediante la Ley 165 de 1948 se autorizó la creación de la Empresa Colombiana de Petróleos, la cual pese a preverse la participación de capital privado, mediante el Decreto 30 de 1951 fue constituida como una empresa netamente oficial, que

⁴⁵ Consejo de Estado – Sección Tercera, sentencia de 15 de octubre de 2008, Exp. 16.542, M.P. Enrique Gil Botero. “Es importante destacar que la Constitución de 1991 elevó a rango constitucional las regalías -en los artículos 360 y 361-, dejando su desarrollo a la Ley. En tal sentido disponen los artículos citados que: “Artículo 360: La ley determinará las condiciones para la explotación de los recursos naturales 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 derecho o compensación que se pacte. Los departamentos y municipios en cuyo territorio se adelantan 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.” “Artículo 361: Con los dineros provenientes de las regalías que no sean asignados a los departamentos y municipios, se creará un fondo nacional de regalías cuyos recursos se destinarán a las entidades territoriales en los términos que señale la ley. Estos fondos se aplicarán a la promoción de la minería, a la preservación del ambiente y a financiar proyectos regionales de inversión definidos como prioritarios en los planes de desarrollo de las respectivas entidades territoriales.”

⁴⁶ Artículos 334 y 360 de la Constitución Política.

⁴⁷ Artículo 80 de la Constitución Política.



en agosto de 1951 se hizo cargo de la concesión petrolera “De Mares”⁴⁸, con los respectivos oleoductos y demás instalaciones referentes a la explotación, refinación y transporte de petróleo y derivados que revertieron a la Nación. Así comenzó su intervención directa en la cadena de producción de petróleo, por cuanto, hasta ese entonces la exploración y explotación de crudo había estado a cargo de compañías extranjeras, debido a la política estatal y a los altos costos y complejidad técnica inherentes a esta actividad⁴⁹.

El funcionamiento de Ecopetrol fue reorganizado por el Decreto 3211 de 1959 como una empresa de carácter industrial y comercial, con personería jurídica propia, autonomía administrativa y patrimonial y con el objeto de a) administrar, explotar y manejar los campos petroleros, oleoductos, refinerías, estaciones de abastecimientos, y en general todos aquellos bienes muebles e inmuebles que constituyen su patrimonio; b). Constituir y organizar, cuando la Junta de Directores lo estime conveniente, con la participación del capital privado, sociedades comerciales que tengan por objeto el transporte y distribución de combustibles en el país, o cualquier otra actividad que se relacione con el aprovechamiento de los hidrocarburos y sus derivados; sociedades estas que quedaban sometidas al derecho común sin que pudieran gozar de exención o privilegio alguno; y c). Ejecutar todas las actividades relacionadas con la industria del petróleo en cualquiera de

⁴⁸ Como desarrollo de la legislación vigente a principios de este siglo, en 1905 Don Roberto De Mares y el General Virgilio Barco obtuvieron del Gobierno Nacional las concesiones localizadas en Santander – Área de Barrancabermeja – y en Norte de Santander – Área de Tibú – en cercanías de Cúcuta. Por problemas tecnológicos y financieros, se efectuaron los traspasos de estas concesiones a empresas extranjeras, y comenzó efectivamente la explotación y refinación de petróleo de la concesión De Mares a partir del 25 de agosto de 1921, por parte del Tropical Oil Company, y para la concesión barco, la explotación comercial se inició a partir del 20 de junio de 1931 por parte de la Colombian Petroleum Company (COLPET) y South American Gas Oil Company (SAGOC). En los contratos de concesión así negociados se determinó una política de precios de crudos con destino a la refinación interna referidos a los mercados de Nueva York, el primero, y de Puerto Arturo (Texas), el segundo, para crudos de características físico-químicas similares. Desde la suscripción de estos contratos hasta la reversión de De Mares, que condujo a la creación de la Empresa Colombiana de Petróleos (ECOPETROL), se otorgaron otras varias concesiones de las cuales sólo resultaron comercialmente explotables la concesión dada a la Shell Cóndor S.A. en las áreas de Casabe y Yondó en Antioquia, y la concesión. El difícil en el Departamento del Magdalena, que inicialmente fue productora de crudo y hoy es solamente de gas natural. Los contratos de concesión antes relacionados revirtieron a la Nación y produjeron hasta el momento de la reversión un total de 852 millones de barriles de petróleo y 923 giga pies cúbicos de gas.

⁴⁹ En 1948 fue expedida la Ley 165 mediante la cual se facultó al Gobierno para la creación de una empresa con la participación de la Nación y del capital privado, colombiano y extranjero. Dicha Ley previó, igualmente que la empresa fuese netamente oficial, en caso de no ser posible la cooperación del capital privado. A raíz de la reversión de la concesión De Mares, se expidió el Decreto 030 del 9 de enero de 1951, organizando la Empresa Colombiana de Petróleos –Ecopetrol –, con capital totalmente estatal. Ecopetrol ha tenido y tiene objetivos muy claros: exploración y explotación de las reservas nacionales de hidrocarburos y suministro oportuno a la sociedad colombiana de la energía derivada del petróleo.



sus ramas y celebrar toda clase de negocios en conexión con tales actividades o todos los actos, operaciones y contratos que convengan a tales fines.

La estructura orgánica de la Empresa Colombiana de Petróleos se modificó mediante el Decreto 1760 del 26 de junio de 2003 a través del cual se convirtió en Ecopetrol S. A., esto es, en una sociedad por acciones de carácter público con capital cien por ciento estatal, vinculada al Ministerio de Minas y Energía y regida por sus propios estatutos.

Para efectos del caso *sub judice* debe preverse que para la fecha de celebración del contrato la naturaleza jurídica de la Empresa Colombiana de Petróleos era la de una Empresa Industrial y Comercial del Estado.

Ahora bien, como se viene diciendo, el esquema negocial adoptado por el Estado para adelantar la actividad petrolera fue siempre la de Concesión y así se presentó desde 1905 cuando mediante la Ley 6 se dio origen a las concesiones conocidas como De Mares y Barco.

Después se profirió la Ley 110 de 1912 que estableció que las minas de petróleo podían ser exploradas y explotadas por los particulares mediante el contrato de concesión sin la autorización previa de congreso, siempre que se cumplieran los siguientes requisitos “a).Que la duración del contrato no exceda de treinta años. b). Que a su expiración queden de propiedad del Estado, a título gratuito, las carreteras, ferrocarriles, tranvías, cables aéreos, máquinas, aparatos y en general, todos los medios de transporte y elementos de explotación empleados por el empresario o empresarios; y c). Que el beneficio que el Estado reporte de la explotación no baje del 15 por 100 del producto bruto de la empresa.”

Como se mostró en el capítulo antecedente, la normatividad en torno al contrato de concesión para la exploración y explotación de petróleo tuvo desarrollo posterior mediante las leyes 120 de 1919; 37 de 1931; 160 de 1936; 18 de 1952 y, finalmente, a través del Decreto 1056 de 1953 – por medio del cual se expidió el Código de Petróleos que fue modificado por la Ley 10 de 1961 y La Ley 20 de 1969.

Ahora bien, en lo que atañe a la modalidad contractual adoptada en materia de petróleos, queda claro que el primer esquema negocial acogido por el ordenamiento colombiano para adelantar la actividad petrolera del país fue el sistema de concesión que coexistió bajo la Ley 20 de 1969 y el Decreto 797 de 1971 hasta el Decreto 2310 de 1974, el cual prohibió la contratación petrolera por medio de la concesión. Esta última norma fue



derogada por el Decreto 1760 de 2003, que escindió a ECOPETROL y creó la Agencia Nacional de Hidrocarburos.

Se marcan así las tres etapas de desarrollo contractual acogido por la Nación, las cuales se pasan a desarrollar:

2.1 Típico contrato de concesión en el Código de Petróleos de 1953

Como antes se ha dicho, El Estado colombiano, ante las dificultades financieras y el alto riesgo que representa la búsqueda de hidrocarburos, realizaba la explotación y exploración de hidrocarburos mediante la celebración de contratos de concesión, pero siempre ejerciendo la autoridad e imponiendo las condiciones según las normas legales, dentro de los siguientes parámetros: pago de un canon o bono superficiario en proporción a la extensión del terreno; suministro de la información de carácter técnico, científico y estadístico que el Gobierno solicite; mínimo de perforaciones; plazos de exploración de 3 o 4 años según la localización del área, prorrogables, en otro tanto, año por año; y de exploración de 30 a 40 años dependiendo también de la ubicación de la zona, sea occidental u oriental, pago de regalías que fluctuaba entre 7.5% y 14.5%; devolución de áreas y destino del crudo para refinación interna.

Cabe recordar aquí que el sistema de concesiones no era exclusivo para el campo de los hidrocarburos, sino que también se usaba para el desarrollo de otras muy importantes actividades, como por ejemplo la construcción y explotación de los ferrocarriles, o la explotación de las comunicaciones.

El sistema de contratación por concesión fue estudiado en Colombia entre 1927 y 1931 con la colaboración de un grupo técnico integrado por cuatro expertos (de México, Inglaterra, Rumania y Estados Unidos) y fue formalmente consagrado y reglamentado mediante la Ley 37 de 1931, que en la práctica vino a ser el primer Código de Petróleos diseñado en Colombia con el objetivo de regir la industria de los hidrocarburos.

Mientras en Colombia se desplegaba este desarrollo, el sistema de concesiones era usado también en Rumania, en Rusia, en Turquía, en Venezuela, en México, en Irán e inclusive en Irak. Por su parte, los países anglosajones reconocían a los particulares como propietarios del subsuelo con la plena libertad de contratación para la exploración y explotación de los hidrocarburos (así pasaba, por ejemplo, en los Estados Unidos).



En Colombia, bajo la modalidad contractual de la concesión se presentaron 2.807 propuestas de las cuales solo se celebraron 454 contratos de concesión administrativa cuyas cláusulas eran fijas y estáticas, prácticamente inmodificables, ya que se trataba de una contratación reglada. Así que no había libertad de estipulación y no se podía pensar – por ejemplo – en prórrogas de la duración de los contratos por fuera de los términos que para ellas consagraba la reglamentación.

Como también antes se ha señalado, el marco jurídico que gobernó la celebración de los contratos de concesión en materia petrolera fueron, principalmente, la Ley 37 de 1931 mediante el cual se profirió el primer código de petróleos y se reglamentó el contrato de concesión administrativa de petróleos como un contrato estandarizado con cláusulas inmodificables.

Posteriormente se dio el Decreto 1056 de 1953 – Código de Petróleos, que también reguló los contratos de concesión para la exploración y explotación de petróleo, de manera exclusiva. Código este que fue modificado mediante la Ley 10 de 1961 que buscaba reducir el periodo de la fase exploratoria, acelerar la devolución de áreas y aumentar las regalías. Ley que, finalmente, fue reglamentada mediante el Decreto 1348 de 1961.

En cuanto a la definición de los contratos de concesión, se sabe que *“Los contratos de concesión son aquellos que celebran las entidades estatales con el objeto de otorgar a una persona llamada concesionario, la prestación, operación, explotación, organización o gestión, total o parcial, de un servicio público, o la construcción, explotación o conservación de una obra o bien destinados al servicio o uso público, así como aquellas actividades necesarias para la adecuada prestación o funcionamiento de la obra o servicio por cuenta y riesgo del concesionario y bajo la vigilancia y control de la entidad contratante, a cambio de una remuneración que puede consistir en derechos, tarifas, tasas, valoración, o en la participación que se le otorgue en la explotación del bien, o en una suma periódica, única o porcentual y en general, en cualquier otra modalidad de contraprestación que las partes acuerden”*⁵⁰.

Específicamente, en lo que concierne a la concesión petrolera, es claro que el objeto del contrato es que el Estado conceda al contratista el derecho de explotar y explotar el petróleo nacional ubicado en una zona particular, teniendo en cuenta que esta actividad implica un riesgo y un costo muy alto que el Estado no está en la capacidad de asumir.

⁵⁰ Corte Constitucional, sentencia de constitucionalidad 250 de 6 de junio de 1996, M.P. Hernando Herrera Vergara.



Asimismo, son partes dentro del contrato: el Estado en condición de concedente como propietario del petróleo y del subsuelo colombiano y el particular (persona natural o jurídica) en condición de concesionario, dentro de cuyas obligaciones se encontraba, principalmente, pagar el canon superficiario establecido en el Decreto 1056 de 1953, suministrar los datos científicos, técnicos, estadísticos y económicos que el Gobierno le solicitara, efectuar las perforaciones pactadas en el contrato con el equipo adecuado y sin dilación y, por supuesto, revertir los bienes a favor de la Nación.

Al respecto, la premisa inicial es que el “modelo democrático del ejercicio del poder, conforme lo anterior, determina una especial dirección a la actividad prestacional de servicios a cargo del Estado, esto es, le introduce al mecanismo de la concesión administrativa, en cuanto forma constitucional adecuada y posible para la prestación de servicios públicos en actividades de titularidad pública, por fuera de los marcos de la autocracia, la arbitrariedad, el favoritismo, la exclusión, etc., en fin por fuera de senderos, discriminatorios en todos los aspectos”⁵¹.

De esta manera, la “actuación y actividad democrática estructuradora de la concesión administrativa, así caracterizada, determina el contenido mismo del contrato correspondiente, y de igual manera, todos aquellos aspectos que involucren consideraciones de interés para la comunidad o que atañen a derechos propiamente colectivos, a las relaciones con los usuarios, y en especial, a la demarcación del régimen jurídico que habrá de regir la prestación del servicio cuando se trate de este tipo de concesiones”⁵².

La concesión administrativa⁵³ es un concepto jurídico de raigambre constitucional, inherente a las acciones de control e intervención económica del Estado, a través de la administración pública, sobre la libertad de actuación de los particulares en relación con bienes –*dominio público*–, servicios –*servicios públicos*– y obras –*infraestructura pública*⁵⁴, de titularidad o monopolio público y de contenido económico, respecto de los

⁵¹ SANTOFIMIO GAMBOA Jaime Orlando, El Contrato de Concesión de Servicios Públicos. Coherencia con los Postulados del Estado Social y Democrático de Derecho en aras de su estructuración, en función de los Intereses Públicos - Tesis Doctoral, Universidad Carlos Tercero de Madrid, Departamento de Derecho Público del Estado. Getafe febrero 2010, p.238.

⁵² SANTOFIMIO GAMBOA Jaime Orlando, El Contrato de Concesión de Servicios Públicos. Coherencia con los Postulados del Estado Social y Democrático de Derecho en aras de su estructuración, en función de los Intereses Públicos - Tesis Doctoral, Universidad Carlos Tercero de Madrid, Departamento de Derecho Público del Estado. Getafe febrero 2010, pp.239 y 240.

⁵³ JOSÉ LUIS VILLAR PALASÍ. Concesiones administrativas, Nueva Enciclopedia Jurídica, tomo IV, Barcelona, Seix, 1981, pp. 687 y 696.

⁵⁴ JOSÉ LUIS VILLAR EZCURRA. “La construcción y financiación de las infraestructuras públicas”,



cuales, mediante decisiones unilaterales –*concesiones administrativas*– o contratos –*negocios jurídicos públicos*–, son discrecionalmente dispensados o habilitados aquéllos, concediéndoseles, a su propio riesgo, su mero uso, y en algunos otros casos incluso su goce, que puede traducirse entre otros en derechos, privilegios o ventajas⁵⁵ –incluso eventualmente invistiéndolo de funciones públicas administrativas⁵⁶⁻⁵⁷– para explotarlos económicamente⁵⁸ con el necesario propósito y la inevitable finalidad, en el contexto del Estado social y democrático de derecho, de atender los requerimientos y necesidades propios del interés público o general, en los términos y condiciones establecidos por la administración, con sujeción a su control y vigilancia, todo de conformidad con las previsiones y exigencias del legislador⁵⁹.

En cuanto técnica interventora del Estado en la esfera de la libertad de actuación de los asociados, la concesión administrativa es ante todo un instrumento excepcional, con profundas raíces en la evolución de las instituciones administrativas⁶⁰, que opera de manera exclusiva y restrictiva respecto de bienes, servicios y obras de titularidad o

en Revista del Derecho de las Telecomunicaciones e Infraestructuras en Red (Redeti), No. 10, 2001, p. 79.

⁵⁵ LUIS ARROYO JIMÉNEZ. Libre empresa y títulos habilitantes, Madrid, Centro de Estudios Políticos y Constitucionales, 2004, pp. 307 y ss.

⁵⁶ VILLAR PALASÍ. Concesiones administrativas, cit., p. 699. Véase el interesante enfoque del autor en relación con las concesiones constitutivas y las traslaticias de funciones y poderes a los concesionarios. Puede consultarse así mismo JUAN ALFONSO SANTAMARÍA PASTOR. Fundamentos de derecho administrativo I, Madrid, Centro de Estudios Ramón Areces, 1991, pp. 954 y 955.

⁵⁷ Constitución Política de Colombia, art. 210.

⁵⁸ FERNANDO GARRIDO FALLA. Tratado de derecho administrativo, tomo II, Madrid, Tecnos, 1992, p. 358.

⁵⁹ LUCIANO PAREJO ALFONSO. Derecho administrativo. Instituciones generales, Barcelona, Ariel, 2003, pp. 1053 y ss.

⁶⁰ Es necesario tener en cuenta que el concepto moderno del contrato de concesión, en cuanto fenómeno negocial vinculado a la actividad de la administración pública y de la colaboración de los privados en la gestión de grandes proyectos de interés público, como la mayoría de las instituciones desarrolladas por el derecho administrativo, después de la institucionalización del poder (PAREJO ALFONSO. El concepto del derecho administrativo, Caracas, Editorial Jurídica Venezolana, 1984, pp. 27 y ss.; ÍD. Derecho administrativo, cit., p. 1053), obtiene sus raíces y sustentos remotos en las experiencias administrativas romanas, que dieron lugar al desarrollo de instituciones que guardan armonía con muchas de las figuras implementadas por las instituciones actuales de nuestra disciplina (SANTIAGO CASTÁN PÉREZ-GÓMEZ. Régimen jurídico de las concesiones administrativas en el derecho romano, Madrid, Dykinson, 1996). Si bien es cierto que no pretendemos sostener la presencia propiamente de un derecho administrativo romano, ante la inexistencia, en la época, del concepto de división de poderes, propio del modelo del Estado constitucional (MASSIMO SEVERO GIANNINI. Premisas sociológicas e históricas del derecho administrativo, Madrid, INAP, 1987, pp. 9 a 12. Del mismo autor puede consultarse Derecho administrativo, Madrid, Ministerio para las Administraciones Públicas, 1991, pp. 37 a 40; “L’amministrazione pubblica dello Stato contemporaneo”, en Trattato di diritto amministrativo, vol. I, Padova, CEDAM, 1988), de todas maneras las investigaciones sobre las instituciones públicas romanas nos demuestran que esta cultura desarrolló, para enfrentar la creciente problemática de lo público, una compleja sistemática que podríamos catalogar de administrativa, a través de la cual se plantearon y resolvieron satisfactoriamente grandes cuestiones teóricas y prácticas que aún hoy se plantean en nuestras instituciones administrativas y son objeto de profundos debates, dentro del que denominamos derecho administrativo (ANTONIO FERNÁNDEZ DE BUJÁN. Derecho público romano, Cizur Menor (Navarra), Thomson-Civitas, 2005, pp. 213 a 336).



monopolio público y de claro contenido económico, en los eventos en que la administración decide bajo parámetros discrecionales⁶¹ y de conformidad con los marcos materiales definidos en el artículo 365 constitucional⁶², no asumir directamente su explotación económica, la prestación del servicio o la ejecución de la obra, trasladando la misma a particulares, esto es, escindiendo de sus facultades como titular de bienes, servicios, o ejecutor de obras, las de explotación o gestión económica de los mismos, desprendiéndose de ellas en favor de terceros, pero manteniendo su titularidad, control y vigilancia⁶³⁻⁶⁴.

La concesión administrativa se torna entonces dentro del contexto del Estado social y democrático de derecho en una adecuada fórmula de explotación de los bienes, servicios y ejecución de obras de titularidad pública con trascendencia económica, esto es, rentables⁶⁵, y que mediante su explotación puedan implicar no solo la recepción de respuestas de satisfacción para las necesidades de la comunidad sino también la posibilidad de remuneración para los particulares que se involucren con el Estado, mediante la retribución de su actividad⁶⁶ de conformidad con los modelos y fórmulas económicos previamente definidos de manera técnica, adecuada, proporcional, racional y ponderada⁶⁷.

⁶¹ VILLAR PALASÍ. Concesiones administrativas, cit., p. 695. La elección de la concesión administrativa en relación con la ejecución directa es una de las decisiones más importantes y trascendentes para la administración pública. "(...) En definitiva, la elección entre el sistema concesional y la gestión directa, entre el quantum de individualismo y el quantum de colectivismo, depende en primer término de la afirmación que el Estado haga en cuanto a entrar en el campo de sus responsabilidades esa concreta función, y una vez sentado este punto, de criterios continentales, de índole técnica (mejor prestación en este sentido por el Estado), económica (ahorro estatal), política (fuerza de cohesión y persistencia del grupo político, grado de participación de los asociados y concreta eficiencia de tal participación) y educativos (...)"

⁶² El asunto en nuestro derecho es de carácter constitucional. Con fundamento en el artículo 365 de la Carta Política, los servicios públicos podrán ser prestados por el Estado, directa o indirectamente, al igual que por las comunidades organizadas para estos efectos, o por particulares en los términos y condiciones que establezca la ley. En todo caso, el Estado mantendrá la regulación, el control y la vigilancia de dichos servicios. Al ocuparse la Constitución Política en definir de la formas de prestación de los servicios públicos por parte del Estado, incorporando la modalidad de indirecta le abrió de manera clara e indiscutible las puertas a la figura de la concesión administrativa, por lo menos en cuanto a las actividades de obras, servicios públicos o la mixtura de estas dos, destacando, para estos efectos, la imposibilidad de pérdida de la titularidad pública de estas actividades, por el solo hecho de la prestación indirecta, debiendo en todos los casos el Estado preservar en relación con el concesionario la regulación, el control y la vigilancia de dichos servicios públicos.

⁶³ GARRIDO FALLA. Tratado de derecho administrativo, tomo II, cit., p. 359.

⁶⁴ MIRIAM MABEL IVANEGA. Acerca de los servicios públicos y sus controles administrativos, Caracas, Sherwood, 2006, pp. 49 y ss.

⁶⁵ CHAPMAN. "La devolution de pouvoirs aux institutions autonomes", ponencia general presentada al XI Congreso Internacional de Ciencias Administrativas, Wiesbaden, 1959, p. 11, citado por GARRIDO FALLA. Tratado de derecho administrativo, tomo II, cit., p. 359. "[...] Si el servicio necesita ser subvencionado, es preferible que esté en manos públicas [...]"

⁶⁶ Ibídem

⁶⁷ ARROYO JIMÉNEZ. Libre empresa y títulos habilitantes, cit., pp. 26 y ss. Además de la bibliografía general en relación con la ponderación, proporcionalidad y razonabilidad que sirve de sustento a las propuestas que se incluyen en la parte primera de esta obra puede consultarse los



Esta Corporación ha manifestado con relación al contrato de concesión:

“La concesión es un negocio jurídico en el cual el particular contratista destina a la prestación de un servicio público, a la construcción de una obra pública o a la explotación de un bien de dominio público, recursos propios o gestados por él, por su propia cuenta y responsabilidad, mientras que el Estado contratante le otorga al concesionario, además del derecho a construir la obra, explotar el bien o servicio, a obtener la remuneración correspondiente – la cual usualmente proviene de la explotación económica del objeto de la concesión -, con el fin de que recupere la inversión del capital destinado y se le garantice la obtención de utilidades, de ahí que a diferencia de los demás contratos, en la concesión la utilidad económica que persigue el concesionario no surge del precio pactado, sino del rendimiento de los recursos invertidos para la realización del objeto contractual⁶⁸”.

De igual forma, la jurisprudencia de esta Sala ha señalado que son características propias del contrato de concesión⁶⁹: i) dentro de la celebración del contrato, interviene una entidad estatal que actúa como concedente y una persona natural o jurídica denominada concesionario; ii) El concesionario es quien asume la gestión y riesgo de un servicio que corresponde al Estado sustituyendo a éste en el cumplimiento de dicha carga; iii) La entidad estatal mantiene durante la ejecución del contrato la inspección, vigilancia y control de la labor a ejecutar por parte del concesionario; iv) el concesionario recibe una remuneración o contraprestación, la cual se pacta, de diversas maneras (tasas, tarifas, derechos, participación en la explotación del bien, entre otros); y v) los bienes construidos o adecuados durante la concesión deben revertirse al Estado, aunque ello no se pacte expresamente en el contrato.

“En el caso de los contratos de explotación y concesión minera, la obligación de reversión en favor del Estado no surge solamente de un acuerdo de voluntades entre el Gobierno Nacional y el contratista, sino que surge de la ley que rige el contrato, la cual dispone la reversión -a título gratuito- del campo concesionado con todas sus anexidades, como obligación a cargo del contratista -una vez extinguida la concesión-. Esta obligación tiene por objeto permitir que la explotación del yacimiento pueda continuarse cuando el contrato de concesión se extinga, y se fundamenta en razones de utilidad pública, lo que está representado en el hecho de que el beneficiario ya ha obtenido tal cúmulo de utilidades que esos bienes ya se han pagado y que la sociedad tiene derecho a seguir beneficiándose del producto de los minerales. El valor económico y pecuniario de los equipos y bienes que en razón de

trabajos compilados en LUIS ORTEGA y SUSANA DE LA SIERRA. Ponderación y derecho administrativo, Madrid, Marcial Pons, 2009; JOSÉ MARÍA RODRÍGUEZ DE SANTIAGO. La ponderación de bienes e intereses en el derecho administrativo, Madrid, Marcial Pons, 2000; JOSÉ MANUEL SÉRVULO CORREIA. Legalidad de e autonomía contractual nos contratos administrativos, Lisboa, Almedina, 2003, pp. 705 y ss.; PAREJO ALFONSO. Administrar y juzgar: dos funciones constitucionales distintas y complementarias, Madrid, Tecnos, 1993, pp. 98 y ss.

⁶⁸ Consejo de Estado, Sala de lo Contencioso Administrativo, Sección Tercera, Subsección A. Sentencia de 27 de marzo de 2014. Exp.: 26.939

⁶⁹ Consejo de Estado, Sala de lo Contencioso Administrativo, Sección Tercera. Sentencia de 18 de marzo de 2010. Exp.: 14390.



*la cláusula de reversión se traspasan a la Administración, se encuentra plenamente compensado desde el momento de la firma del contrato, situación que no sucede con la expropiación, por cuanto en ésta, al decretarse por razones de equidad, el legislador previo el lleno de los requisitos constitucionales, adopta la decisión de expropiar el bien del cual es titular un particular, sin reconocer en beneficio de éste, indemnización ni compensación alguna*⁷⁰.

Entonces, una vez terminado el contrato de concesión operaba la reversión de los bienes a favor del Estado, de conformidad con los artículos 33⁷¹, 171⁷² y 172⁷³ del Código de Petróleos, artículo 12⁷⁴ de la Ley 10 de 1961 y artículos 9⁷⁵ y 26⁷⁶ del Decreto 1348 de 1961.

2.2 Los llamados contratos de Asociación

⁷⁰ Corte Constitucional, sentencia de constitucionalidad 250 de 6 de junio de 1996, M.P. Hernando Herrera Vergara.

⁷¹ **ARTICULO 33.** Terminado el contrato por cualquier causa, salvo lo dispuesto en el artículo anterior, el contratista dejará en perfecto estado la producción de los pozos que en tal época sean productivos y en buen estado las construcciones y otras propiedades inmuebles ubicadas en el terreno contratado, todo lo cual pasará gratuitamente a poder de la Nación con las servidumbres y bienes expropiados en beneficio de la empresa.

Respecto, de la propiedad mueble, su precio se fijará por peritos, y el contratista tendrá la obligación de vendérselas al Gobierno, si así se lo exigiere dentro de los noventa (90) días siguientes a la terminación del contrato.

La determinación del carácter de mueble o inmueble, en caso de desacuerdo, lo harán los peritos, teniendo en cuenta la naturaleza y destinación de tales bienes, según lo dispone el Código Civil. Los peritos serán nombrados y procederán como se indica en el Artículo [11](#).

Es entendido que en caso de prórroga del contrato, la reversión de las mejoras a favor de la Nación no se producirá sino al vencimiento de dicha prórroga.

La Nación podrá, en cualquier tiempo, impetrar las providencias conservatorias que le convengan para impedir que se perjudiquen o inutilicen, por culpa del contratista, el campo petrolífero o sus instalaciones y, dependencias.

⁷² **Artículo 171.** Dentro de los noventa (90) días siguientes a la terminación del contrato, el Gobierno declarará al contratista su voluntad de comprarle la propiedad mueble o parte de ella, la que debe determinarse con precisión, y se procederá previamente al avalúo pericial de los objetos de la compraventa.

⁷³ **Artículo 172.** En todos los contratos se estipulará que todos los elementos muebles que no comprare el Gobierno y que durante el año siguiente a la terminación del contrato no fueren retirados por el contratista, de las zonas o inmuebles que hacen parte de la empresa, pasarán ipso facto a propiedad de la Nación como accesorios de la dicha empresa y al mismo título de reversión, sin pago de indemnización alguna a favor del contratista.

⁷⁴ Artículo 12. Cuando se renuncie o declare caducado un contrato de exploración y explotación de petróleo de propiedad nacional antes de vencerse los primeros veinte años del período de explotación, los estudios y documentos correspondientes pasarán a ser propiedad del Gobierno Nacional, y las zonas respectivas serán contratadas en las condiciones del artículo anterior. (Decreto 1348 de 1961, artículo 26).

⁷⁵ Artículo 9°. A partir de los 20 años del período de explotación el concesionario deberá incluir, dentro de las inversiones previstas por el Código de Petróleos, las partidas necesarias para el mantenimiento de las instalaciones, equipos, bienes muebles e inmuebles, etc., objeto de reversión al Estado.

⁷⁶ Artículo 26. Las concesiones de petróleo que terminen por cualquier causa, durante los primeros veinte (20) años del período de explotación, revertirán al Estado en la forma prevista en los artículos 32 y 33 del Código de Petróleos, y su administración podrá ser contratada por el Estado con la Empresa Colombiana de Petróleos como lo previene el artículo 5° de la Ley 165 de 1948, o sacadas a licitación en los términos del artículo 12 de la Ley 10 de 1961 y disposiciones de este Decreto que lo reglamentan.



“técnicamente puede definirse la asociación, como un contrato de riesgo en la fase exploratoria y una operación conjunta en su etapa de desarrollo”⁷⁷.

El contrato de asociación nació un instrumento dirigido a vincular capital y tecnología nacional y extranjera en el proyecto de búsqueda y explotación del petróleo, que permite con cierta efectividad captar la atención de los inversionistas, al compensar el riesgo asumido por el asociado y ofrecer condiciones favorables de negociación.

Del contrato de asociación también puede decirse que dentro del ordenamiento colombiano encuentra su antecedente más próximo en la Ley 20 de 1969 que en su artículo 12 facultaba a ECOPETROL para que explorara, explotara y administrara los recursos petroleros de la nación, de forma directa o a través de la asociación con el capital público o privado, nacional o extranjero.

Asimismo, debe tenerse en cuenta que esta modalidad contractual encuentra su origen en el “*joint venture*” con el objeto de ejecutar conjuntamente actividades propias de la industria petrolera, bajo la consecuente repartición de costes y riesgos de los mismos en la proporción pactada por las partes contratantes. Así mismo, en virtud de este contrato las partes pueden convenir que los hidrocarburos producidos pertenecerán a cada parte contratante en las proporciones estipuladas en el mismo.

El Decreto Legislativo 2310 de 1974 determinó en su artículo 1o que, con la única excepción de los contratos de concesión que estuvieran vigentes en el momento de la expedición de aquél, la exploración y explotación de hidrocarburos de propiedad nacional estarían a cargo de la Empresa Colombiana de Petróleos, la cual podría llevar a efecto tales actividades directamente o a través 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. Para su validez, tales contratos requerían la aprobación del Ministerio de Minas y Energía.

Decreto legislativo N° 2310 de 1.974 - Código de Petróleos:

“Artículo 1º: Con excepción de los contratos de concesión 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

⁷⁷ José Fernando Isaza, presidente de Ecopetrol entre 1980 y 1982, tomado de - La Política Petrolera Colombiana – Intervención de la Ministra de Minas y Energía de Colombia, Doctora Margarita Mena de Quevedo en el Foro Petrolero realizado en el Congreso Nacional. Bogotá D.E. 7 y 8 de septiembre de 1989. Pág. 10-11 y 18-21



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.

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”.

Decreto reglamentario N° 0743 de 1.975 del Código de Petróleos:

“Artículo 3º: *Cuando la Empresa Colombiana de Petróleos resolviera llevar a cabo los trabajos de exploración o explotación por medio de contratos que en ningún caso serán de concesión, adoptará previamente las condiciones y términos de dichos contratos así como los medios de citación o convocatoria de los posibles interesados. En consecuencia podrá determinar la vía de inscripción de contratistas, la de negociación directa, la de licitación pública, la de licitación privada, la de concurso o cualquier otra que juzgue conveniente en cada caso. La Junta Directiva de la empresa reglamentará los referidos medios.”*

Artículo 4º: *Los contratos a que se refiere el artículo anterior quedarán sujetos al derecho privado, salvo que tuvieren cláusula sobre caducidad, y en uno y otro caso requerirán, para su validez, la aprobación del Ministerio de Minas y Energía. (...)*

Entonces, el Decreto 2310 de 1.974, cuyo objetivo era proferir “normas [para la] abolición del régimen de concesiones en materia de hidrocarburos, en su artículo 1º trasladó a la Empresa Colombiana de Petróleos la función de realizar las actividades de exploración y explotación de hidrocarburos de propiedad nacional directamente o, entre otros, a través de los contratos de asociación celebrados con personas naturales o jurídicas, nacionales o extranjeras.

De esta manera se pre-diseñó un régimen contractual flexible, autónomo y adecuado para la exploración y explotación de los recursos petrolíferos de la nación, sin las rigideces y limitaciones propias de los sistemas reglados vigentes antes de la expedición del Decreto Ley mencionado, esto es, el establecido para los contratos de concesión.

Para el efecto, el Decreto reglamentario 743 de 1975 radicó en la Empresa Colombiana de Petróleos a través de su Junta Directiva la facultad de adoptar las condiciones y términos de los referidos contratos, cuando la entidad resolviera llevar a cabo por medio de ellos las actividades de exploración y explotación (art. 3º). Asimismo, el artículo 4º del citado Decreto estableció que los contratos de exploración y explotación de hidrocarburos quedaban sujetos al derecho privado, aunque se determinó como único requisito de validez de los contratos de asociación, la aprobación del Ministerio de Minas y Energía.



Y es que en últimas, del espíritu del artículo 1° del Decreto 2310 de 1.974 consistía en hacer más flexible la contratación en materia de exploración y explotación de petróleo, en forma tal que su clausurado reflejara mejores condiciones contractuales para, a su vez, incentivar la inversión en materia de hidrocarburos.

Por lo mismo, la Ley 80 de 1993 pese a incluir a las Empresas Industriales y Comerciales del Estado dentro de las entidades a las que se aplica el Estatuto General de Contratación, estableció en el artículo 76 que *“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 sobre estos asuntos, continuarán rigiéndose por la legislación especial que les sea aplicable”*⁷⁸.

Asimismo, el artículo 16 del Decreto Ley 222 de 1983 (Régimen contractual anterior) clasificaba los contratos de explotación de bienes del Estado como contratos administrativos, aunque ellos se regían por *“las normas especiales de la materia”*, es decir, la normatividad contemplada en las leyes y Códigos de Petróleos, de Minas y de Recursos Naturales, antes mencionados.

Al respecto es importante resaltar la objeción presentada por el Presidente de la Republica al artículo 68 del Proyecto de Ley 149 de 1992, hoy Ley 80 de 1993, según el cual:

⁷⁸ Artículo declarado exequible mediante sentencia C-949 de 2001, donde la Corte Constitucional consideró “No ve la Corte como pueda prosperar el cargo relativo a la supuesta inconstitucionalidad del artículo 76 de la ley 80 de 1993, por violación de la unidad del Estatuto Contractual cuando está claramente establecido que el propósito del constituyente al autorizar la expedición de un estatuto general de contratación estatal en los términos del artículo 150 de la Carta, no acarrea el deber para el legislador de adoptar en un solo cuerpo normativo que condensara en forma exclusiva toda la legislación existente en este campo.” Tampoco encuentra reparo alguno de constitucionalidad a la facultad de las entidades dedicadas a desarrollar la exploración y explotación de recursos naturales y demás actividades enunciadas en la norma bajo análisis, de determinar en sus reglamentos internos el procedimiento de selección de los contratistas, las cláusulas excepcionales, las cuantías y los trámites que deben sujetar la celebración de los contratos correspondientes, puesto que simplemente se trata de desarrollar el deber de selección objetiva replicando en dichos reglamentos los principios de transparencia, economía y responsabilidad que están consagrados en la ley 80 de 1993, determinación que además es congruente con la autonomía administrativa que la ley les atribuye para el cabal desempeño de la gestión que les ha sido encomendada por la ley.(...)”

La Sala de Consulta y Servicio Civil del Consejo de Estado compartió la posición de la Corte y al respecto encontró “que el artículo 76 de la misma, más allá de consagrar el régimen aplicable a los contratos que celebren las entidades encargadas de la exploración, explotación y comercialización de los recursos naturales renovables y no renovables, las autoriza a expedir un reglamento interno que regule el procedimiento de selección, cláusulas excepcionales, cuantías y trámites, que deba adelantar la empresa o entidad en desarrollo de su objeto social”. (Concepto del 8 de septiembre de 2005, Rad. 1667, M.P. Enrique José Arboleda Perdomo)



“Artículo 68.- Las normas especiales que regulan los contratos de exploración y explotación de recursos naturales renovables y no renovables, se entenderán vigentes en todo aquello que no contravengan lo dispuesto en la presente ley”⁷⁹.

La objeción presidencial consideró:

“Esta norma es inconveniente, en cuando modifica las disposiciones en materia de recursos naturales no renovables que contiene el Código de Minas y el Código de Petróleos y sus disposiciones complementarias, las cuales fueron diseñadas tomando en consideración la naturaleza particular de tales actividades.

En efecto, el estatuto es aplicable a los contratos de asociación que no dan lugar a la creación de una persona jurídica. Desde este punto de vista, en materia de hidrocarburos las disposiciones vigentes facultan a ECOPETROL para celebrar contratos, dentro de los que se encuentran los de asociación, sin que para el efecto tenga que recurrir previamente a una licitación o concurso.

La importancia de las actividades de explotación de hidrocarburos exige que el Estado, a través de ECOPETROL pueda seleccionar con libertad la entidad con quien desea celebrar el contrato de asociación para así poder verificar las condiciones técnicas, económicas y profesionales del contratista. De esta manera se brindan adecuadas garantías de que dichos contratos se desarrollarán en condiciones acordes con el interés nacional.

Es claro que los contratos de asociación, por las características especiales de los mismos no deben estar sujetos al régimen general de contratación, razón por la cual el honorable Congreso de la República, en el parágrafo 33 del proyecto mantuvo la vigencia del régimen de asociación consagrado por la ley 37 de 1993 para el sector de telecomunicaciones.

De otra parte, los demás contratos que se celebran en relación con minas e hidrocarburos actualmente se someten también a reglas especiales en razón de las características peculiares que revisten este tipo de actividades, las cuales no es conveniente modificar por este estatuto.

Así por ejemplo, la estructura del proceso de selección previsto en el artículo 30 de la ley no se ajusta a las condiciones de la explotación de minas e hidrocarburos, en las cuales los contratos se celebran normalmente con quien ha descubierto un yacimiento. Igualmente en otros eventos (como por ejemplo, concesión de gasoductos) las normas prevén un proceso de selección que comienza por iniciativa de un particular y que por ello tiene una estructura diferente a la prevista en el proyecto de ley.

En relación con este tema es pertinente señalar que el Código de Minas consagra a favor de quien es titular de una licencia de explotación de pequeña minería o del título de una licencia de explotación el derecho a suscribir el respectivo contrato de concesión, cuando haya cumplido con sus obligaciones. Este derecho busca permitir que pueda continuar explotando un yacimiento quien ha hecho la exploración o la explotación (en pequeña minería) en condiciones adecuadas. Dicha preferencia no podría operar en el nuevo estatuto de contratación”.

Igualmente, el Gobierno llamó la atención del legislador sobre la importancia de sustraer del régimen general previsto en el proyecto de ley, los contratos relacionados con la

⁷⁹ Gaceta Congreso No. 145 de 1992.



actividad comercial y con las demás actividades propias de ECOPETROL, como empresa industrial y comercial, en los siguientes términos:

“El artículo 24 del proyecto de ley establece que la escogencia del contratista se efectuará siempre a través de licitación o concurso públicos, los cuales se adelantarán de conformidad con el procedimiento previsto en el artículo 30, salvo en los casos que el mismo estatuto establece, en los cuales se puede contratar directamente.

Este artículo es inconveniente en la medida en que por regla general somete a licitación o concurso los contratos que celebren en desarrollo del giro ordinario de sus actividades, las empresas industriales y comerciales del Estado y las sociedades de economía mixta.

El objeto de la actividad de dichas entidades, así como el hecho de que actúan en competencia con los particulares, determina la necesidad de dotarlas de mayor flexibilidad y autonomía en el campo de la gestión contractual frente a los otros entes estatales, con el propósito de facilitar la cabal realización de sus objetivos, dentro de un marco de acción que no implique desventaja en términos de eficiencia, competencia y agilidad, frente a las condiciones en que los particulares cumplen o desarrollan actividades similares. De igual manera no es conveniente someter a las reglas del estatuto los contratos que celebren las empresas y las sociedades y cuyo objeto sea prestar los servicios o suministrar los bienes que correspondan al desarrollo de su actividad industrial y comercial.

Esta situación ha sido tradicionalmente reconocida por el legislador que desde 1968 dotó a las empresas industriales y comerciales del Estado y a las sociedades de economía mixta de un régimen especial.

La flexibilidad y autonomía que requieren dichas entidades de manera manifiesta en materia de contratación particularmente en la posibilidad de contar con normas y procedimientos de selección de contratistas que correspondan a la naturaleza propia de las actividades de cada uno de dichos organismos.

La inconveniencia de aplicar el artículo 24 de las empresas industriales y comerciales del Estado y a las sociedades de economía mixta se manifiesta también cuando estas entidades deben adquirir o vender bienes en mercados internacionales, pues estas negociaciones no son compatibles con la estructura de los procesos de selección establecida por el proyecto de ley. Esta situación particularmente se manifiesta en relación con aquellas empresas que cumplen actividades en el sector de los recursos no renovables.”

En este sentido y en lo que tiene que ver con la comercialización de hidrocarburos y sus derivados, es innegable que se (sic) aplicarse el procedimiento de selección previsto en el artículo 30 del estatuto, se podrían entabrar las negociaciones comerciales de dichos productos por parte de la Empresa Colombiana de Petróleos. Piénsese, por ejemplo, que dicha licitación pública para la adquisición de gasolina motor en el mercado internacional, que es un producto de inaplazable necesidad nacional y, por lo mismo, estratégico para la economía del país. La gasolina motor constituye un producto que se negocia en los mercados internacionales especializados, cuyos productores o comercializadores no estarían dispuestos a someterse a rigurosos procedimientos precontractuales, por cuanto en ese mercado las transacciones, por razón de la inusitada variación de los precios, son extremadamente ágiles. Lo mismo podría predicarse de la formalización de negocios relativos a la compraventa de similares productos, los



cuales por costumbre mercantil internacional se perfeccionan con la comunicación de la aceptación de la oferta por fax, télex u otros medios igualmente expeditos.

De igual manera resultaría impracticable llevar a cabo negociaciones relacionadas con la venta de productos que ofrecen ECOPETROL o Carbocol en el mercado nacional e internacional, los cuales deben ser colocados aprovechando las condiciones favorables del mismo, lo que implica necesariamente concretar oportunidades económicas impostergables, que no podrían estar supeditadas a los rigurosos procedimientos de contratación⁸⁰.

En conclusión, el contrato de asociación celebrado por la Empresa Colombiana de Petróleos configura una modalidad comercial flexible, cuyas condiciones y términos, al tenor de los artículos 3° y 4° del Decreto Reglamentario 0743 de 1.975 - Código de Petróleos, son previamente adoptados por ECOPETROL, se encuentran sujetos al derecho privado, salvo que tuvieren cláusula sobre caducidad, y en uno y otro caso requieren, para su validez, la aprobación del Ministerio de Minas y Energía.

Así ya lo ha reconocido esta Corporación, bajo el entendido que:

“Fue de tal alcance la decisión jurídica y política adoptada, que el artículo 1 o del Decreto 2310 de 1.974 no estableció restricción a tal capacidad contractual, ni determinó parámetro alguno para su ejercicio, diferentes de aquellos que podían emanar del mismo artículo del Decreto, de normas superiores de derecho, o de las disposiciones que regulaban en general el funcionamiento y régimen de contratación de las empresas industriales y comerciales del estado. Se reservó solamente el ejecutivo la facultad de aprobar los contratos celebrados, aprobación que constituye requisito de validez de los mismos, y cuyo ejercicio reglamentó posteriormente el Ministerio de Minas y Energía mediante Resolución 2543 de 1.984

Al tomar la decisión mencionada, el gobierno se limitó a si mismo en su capacidad de ejercer la potestad reglamentaria en aquellas materias relacionadas con la exploración y explotación de hidrocarburos de propiedad nacional que hubiesen de desarrollarse mediante contratos celebrados por la Empresa Colombiana de Petróleos, o que esta realizara directamente, pues al expedir el Decreto 2310 de 1.974 optó por radicar en cabeza de una entidad descentralizada lo referente a tal actividad, desconcentración que implicó un traslado de competencias de origen legal, en las condiciones y con las limitaciones allí expresadas. Ello no fue una decisión caprichosa o arbitraria, sino, por el contrario, reflejó una clara decisión política para sustraer tales actividades de la gestión administrativa reglamentaria y llevarlas al campo de la gestión contractual del estado, a través de su empresa especializada para tal efecto. Y por ello, al tomar tal determinación el gobierno decidió, motu proprio, autolimitarse en su capacidad reglamentaria, conservando únicamente aquellas funciones que resultan de su facultad de revisión y aprobación de los contratos celebrados, las originadas en el control de tutela que el Ministerio de Minas y Energía ejerce sobre la Empresa Colombiana de Petróleos a que se refieren los artículos 7° del Decreto 1050 de 1.968 y 8° del Decreto 3130 del mismo año, así como aquellas derivadas de la competencia general de

⁸⁰ Gaceta del Congreso No. 296 de 1993.



supervisión, inspección, control y vigilancia que la Ley 1 de 1.984 y demás disposiciones concordantes otorgan a dicho ministerio.⁸¹

Ahora, pese al pre-diseño del texto contractual por parte de ECOPETROL, como el régimen contractual aplicable es el derecho privado, y especialmente al principio de la autonomía de la voluntad, las partes están facultadas legalmente para: modificar o ajustar algunos términos o elementos del contrato, cuando en su criterio las condiciones fácticas, técnicas y económicas así lo aconsejan, y en todo caso con aprobación del Ministerio de Minas y Energía.

Pues bien, con el contrato de asociación Colombia quiso modernizar su modalidad de contratación, que evolucionara en los criterios de distribución de la producción y estableciera rendimientos atractivos para el inversionista, al tiempo que generara altos márgenes de ganancia para el país.

Así se adoptó un contrato de asociación que a su vez, fue sufriendo diferentes cambios que se justifican en la búsqueda de una mayor inversión privada y mayores resultados en la exploración y explotación del recurso no renovable y que, a la final, se proyectan en mayores ingresos para la nación.

ECOPETROL que como se dijo fue facultado por el Decreto 743 de 1975 para adoptar el texto contractual, ha presentado diferentes modelos, entre estos el del año 1974 que sufrió reformas en 1989, 1994 y 1995, entre otras.

Entre las reformas se observa, por ejemplo, que en 1995 se incluyó dentro de los costos directos, la adquisición de sísmica, la perforación de pozos estratigráficos y la perforación de pozos de exploración, de manera que ECOPETROL asumió costos que antes asumía la Asociada.

Asimismo, en 1995 Ecopetrol asumió el reembolso dentro de la etapa de explotación del 50% de los costos directos de exploración en que ha incurrido la Asociada durante esta etapa, de manera que Ecopetrol sólo asumía costos de exploración cuando los pozos resultaran productores o comercializables.

Esto quiere decir que la participación de Ecopetrol en el capital de riesgo de exploración se encontraba condicionada a la comercialidad del yacimiento.

⁸¹ Consejo de Estado – Sección Tercera, sentencia de 8 de noviembre de 1990, Exp. 6326, M.P. Julio Cesar Uribe Acosta.



El concepto de capital de riesgo se reembolsa cuando el pozo resulta comercializable, en razón a lo cual en la etapa de explotación se pacta el reembolso a cargo de Ecopetrol de hasta el 50% de los costos directos.

Entonces, es conclusión obligada que el capital de riesgo en la etapa de exploración es aportado por la Asociada, quien tiene derecho a su recuperación en un porcentaje de hasta el 30% dentro de la misma etapa de exploración.

Por el contrario, teniendo en cuenta que una vez declarada la comercialidad del yacimiento la operación se vuelve conjunta, Ecopetrol debe participar en el 50% del capital de riesgo o en el porcentaje contractualmente pactado.

2.2.1 Especificaciones básicas de los contratos de asociación:

Dentro de las características específicas del contrato de asociación debe preverse que se trata de un contrato que, como ya se dijo que rige por el régimen de Derecho privado y en particular por el Decreto 743 de 1975, es de carácter bilateral, donde son partes ECOPETROL, como empresa que administra los recursos petroleros del Estado, y el asociado, quien representa el capital de inversión privada, el cual puede ser una persona natural o jurídica, nacional o extranjera.

También es un contrato oneroso, conmutativo, aleatorio en tanto no hay certeza sobre la comercialidad del yacimiento a explorar, de ejecución sucesiva y atípico, entre otros.

Goza de una suerte de semejanza con los contratos de participación, en tanto que se trata de una modalidad asociativa en la que no surge una persona jurídica distinta de las partes y por lo tanto no adquiere un nombre o razón social ni un patrimonio social. Pero se diferencia de las cuentas en participación porque en el contrato de asociación el asociado no se reputa dueño del negocio.

Al igual que en el contrato de concesión el objeto principal es la exploración de un área determinada y la explotación de los hidrocarburos propiedad de la nación que allí se encuentren; lo cual marca la existencia de dos etapas contractuales diferentes, la primera, es la etapa de exploración, la cual se realiza por cuenta y riesgo del asociado, y la segunda es la etapa de explotación que comienza cuando el yacimiento es declarado comercializable y se ejecuta bajo el manejo conjunto de la operación.



El contrato empieza a regir desde la fecha efectiva que allí se estipule y fue previsto inicialmente para una duración máxima de 28 años distribuidos así: un periodo inicial de exploración de 3 años que puede ser prorrogado hasta 6 años, y 22 años como periodo de explotación, contados a partir de la fecha de terminación del periodo de exploración. Sin embargo estos términos han sido contractualmente ampliados.

Durante el periodo de exploración, el riesgo de las inversiones es asumido en su totalidad por la Asociada de conformidad con un programa de actividades acordadas previamente con Ecopetrol y que contempla generalmente trabajos de exploración superficial y la perforación de pozos exploratorios.

La magnitud del programa de exploración realizado por la compañía asociada es proporcional al área contratada y depende también del grado de conocimiento y del riesgo geológico de la cuenca sedimentaria en la que esté ubicada el contrato.

Ecopetrol suministra a la Asociada toda la información que tenga sobre el área contratada y a su vez, la Asociada hace lo propio con Ecopetrol, es decir, le debe entregar a la empresa estatal a medida que la vaya obteniendo, toda la información geológica y geofísica y la relativa a la perforación, al igual que todos los estudios o interpretaciones técnicas que realice.

Una vez la Asociada termina los trabajos del periodo de exploración debe devolver la totalidad del área contratada a menos que haya logrado el descubrimiento de un campo reconocido por Ecopetrol como comercial. En este caso devuelve la mitad del área por su cuenta y riesgo. Dos años más tarde el área del contrato se reduce al 25% del área inicial, y dos años después, el área queda limitada a la de los campos de explotación más una franja de protección de 5 kilómetros de ancho.

Con la puesta en producción del campo comercial se inicia el periodo de explotación del contrato cuyas principales características son las siguientes:

Para que Ecopetrol reconozca la existencia de un campo comercial es necesario que la Asociada haya perforado un número suficiente de pozos dentro del campo comercial propuesto que permita definir razonablemente la comercialidad del mismo.

Si con la información obtenida de la perforación y prueba de los pozos Ecopetrol considera que no existe un campo comercial, puede permitirle a la Asociada explotar el campo bajo la modalidad de sólo riesgo, con lo cual ésta tiene derecho a reembolsarse el



200% de los costos de perforación de los pozos productores y de los costos e inversiones que realice para operar el campo. Una vez la Asociada se haya reembolsado lo anterior, todos los pozos perforados junto con las instalaciones y toda clase de bienes adquiridos por ella pasarán a ser propiedad de la cuenta conjunta sin costo alguno.

Por regla general, si Ecopetrol acepta la existencia del campo comercial entra a reembolsar los costos de los pozos exploratorios productores y a participar en el desarrollo y producción del campo, Ecopetrol reembolsa a la Asociada el 50% de los costos de perforación y terminación de los pozos comerciales perforados por la Asociada, o el porcentaje contractualmente pactado. Este pago lo efectúa Ecopetrol a la Asociada con el monto total de su participación en la producción de dichos pozos, deduciendo las regalías.

Ecopetrol participa con el 50% de las inversiones y gastos de producción y con el 60% de los gastos de transporte de petróleo producido a menos que el contrato contenga una estipulación diferente.

Asimismo, a menos que el contrato de asociación petrolera disponga otra cosa, por regla general, la participación de Ecopetrol en la producción total era del 60% incluyendo el 20% de regalías. El 40% restante era de propiedad de la Asociada. Considerando la situación impositiva sobre este 40% la Asociada debía pagar los impuestos de renta y complementarios y además lo correspondiente al impuesto por remesa de utilidades, lo que significa que los beneficios para el país y para la Asociada se repartían, aproximadamente, en 60% y 20% en su orden.

Para adoptar y controlar los programas de explotación, desarrollo, operaciones y presupuestos del contrato de asociación, éste prevé la constitución de un Comité Ejecutivo conformado por un representante de Ecopetrol y un representante de la Asociada. Este Comité Ejecutivo se nombra inmediatamente inicia el periodo de explotación y cuenta para cumplir su labor con la asesoría de los Subcomités Técnicos y Financieros que considere necesarios.

El Comité Ejecutivo de la Asociación aprueba semestralmente el máximo grado de eficiencia productiva (MER) para cada campo, basado en parámetros técnicos determinada en cada yacimiento, pero es el Ministerio de Minas y Energía el que finalmente aprueba la tasa de producción.



El Asociado está obligado a venderle a Ecopetrol su participación en la producción, si esta se requiere para atender las necesidades internas de refinación. En este caso, el precio se define como la cotización F.O.B puerto de embarque de petróleos crudos semejantes en calidad. Más claramente, si el Asociado debe vender su crudo para la refinación en el país, se le paga puesto en refinería un precio equivalente al que obtendría vendiéndolo en el mercado internacional, liquidado el 75% en dólares y 25% en pesos colombianos o según lo estipule el contrato; una vez atendidas las necesidades locales de refinación, cada parte puede vender su crudo libremente.

En los contratos de concesión, la Ley ordena que una vez terminado el contrato, el contratista dejará en perfecto estado de producción los pozos que en tal época sean productivos y en buen estado las construcciones y otras propiedades inmuebles, todo lo cual pasará gratuitamente a poder de la Nación con las servidumbres o bienes expropiados en beneficio de la Empresa. A su turno, en los contratos de asociación cuando una de las partes del contrato decide retirarse antes del vencimiento de los primeros 17 años de explotación, se obliga a vender a la otra parte los muebles adquiridos por el operador para la ejecución del contrato a un precio comercial razonable o a su valor en libros, el que sea más bajo. Con la excepción de la circunstancia que se acaba de señalar, en todo caso de terminación del contrato (por haber transcurrido el tiempo de duración del contrato, por voluntad de la Asociada después de los primeros 17 años del periodo de explotación y por las causales de terminación unilateral), todos los bienes registrados en la cuenta conjunta y que pertenezcan a las partes, pasan gratuitamente a poder de Ecopetrol con las servidumbres y todos los demás bienes adquiridos en beneficio del contrato, aun cuando se encuentren fuera del área contratada. Dentro de estos bienes, por tanto, se encuentran los oleoductos que se construyan de acuerdo con lo previsto en el mismo contrato. Al terminar éste, entonces, la principal obligación que queda a cargo de la Asociada es la de entregar a Ecopetrol todos los bienes que hacen parte de la cuenta conjunta⁸².

2.3 Sistema de contratación de la ANH (2003)

⁸² Comparativamente con el contrato de concesión, se ha dicho que el de asociación presenta las siguientes ventajas (a)- Incremento notorio del porcentaje de beneficios para el país, al pasar de una regalía sobre la producción bruta que fluctuaba entre el 7.5 y el 14.5% en el sistema de concesión, a una participación por concepto de regalías y producción del 60%. Adicionalmente, este beneficio se incrementa incluyendo impuestos y otros a un 80% para el país y un 20% para la Asociada. (b) - Mayor injerencia por parte de los organismos estatales en la programación, ejecución y control de las actividades propias de la industria, especialmente en el periodo de explotación. (c)- Mejor conocimiento del potencial petrolífero del país, como consecuencia del mayor cubrimiento exploratorio logrado bajo el sistema de asociación, tanto en las cuencas sedimentarias tradicionales, como en otras que han cobrado importancia reciente.



Con el Decreto 1760 de 2003 se escindió la Empresa Colombiana de Petróleos, Ecopetrol, y se creó la Unidad Administrativa Especial denominada Agencia Nacional de Hidrocarburos, ANH, como entidad adscrita al Ministerio de Minas y Energía, con personería jurídica, patrimonio propio, autonomía administrativa y financiera, cuya naturaleza jurídica fue cambiada por el Decreto 4137 de 2011 a la de Agencia Estatal del sector descentralizado de la Rama Ejecutiva del Orden Nacional, con personería jurídica, patrimonio propio y autonomía administrativa, técnica y financiera, adscrita al Ministerio de Minas y Energía.

Asimismo, pese a que el objetivo inicial de la ANH fue la administración integral de las reservas de hidrocarburos de propiedad de la Nación, con el mencionado decreto de 2011 su objetivo se amplió, además, a promover el aprovechamiento óptimo y sostenible de los recursos hidrocarburíferos y contribuir a la seguridad energética nacional.

Del mismo modo, es de anotar que las funciones iniciales de la ANH fueron modificadas mediante el Decreto 4137 de 2011, que a su vez fue subrogado por el Decreto 714 de 2012, en cuyo artículo 3º establece como funciones de la ANH, las siguientes:

- “1. Identificar y evaluar el potencial hidrocarburífero del país.*
- 2. Diseñar, evaluar y promover la inversión en las actividades de exploración y explotación de los recursos hidrocarburíferos, de acuerdo con las mejores prácticas internacionales.*
- 3. Diseñar, promover, negociar, celebrar y administrar los contratos y convenios de exploración y explotación de hidrocarburos de propiedad de la Nación, con excepción de los contratos de asociación que celebró Ecopetrol hasta el 31 de diciembre de 2003, así como hacer el seguimiento al cumplimiento de todas las obligaciones previstas en los mismos.*
- 4. Asignar las áreas para exploración y/o explotación con sujeción a las modalidades y tipos de contratación que la Agencia Nacional de Hidrocarburos, ANH, adopte para tal fin.*
- 5. Apoyar al Ministerio de Minas y Energía en la formulación de la política gubernamental en materia de hidrocarburos, en la elaboración de los planes sectoriales y en el cumplimiento de los respectivos objetivos.*
- 6. Estructurar los estudios e investigaciones en las áreas de geología y geofísica para generar nuevo conocimiento en las cuencas sedimentarias de Colombia con miras a planear y optimizar el aprovechamiento del recurso hidrocarburífero y generar interés exploratorio y de inversión.*
- 7. Convenir, en los contratos de exploración y explotación, los términos y condiciones con sujeción a los cuales las compañías contratistas adelantarán programas en beneficio de las comunidades ubicadas en las áreas de influencia de los correspondientes contratos.*



8. Apoyar al Ministerio de Minas y Energía y demás autoridades competentes en los asuntos relacionados con las comunidades, el medio ambiente y la seguridad en las áreas de influencia de los proyectos hidrocarburíferos.

9. Fijar los precios de los hidrocarburos para efectos de la liquidación de regalías.

10. Administrar la participación del Estado, en especie o en dinero, de los volúmenes de hidrocarburos que le correspondan en los contratos y convenios de exploración y explotación, y demás contratos suscritos o que suscriba la Agencia, incluyendo las regalías, en desarrollo de lo cual podrá disponer de dicha participación mediante la celebración de contratos u operaciones de cualquier naturaleza.

11. Recaudar, liquidar y transferir las regalías y compensaciones monetarias a favor de la Nación por la explotación de hidrocarburos.

12. Efectuar las retenciones de las sumas que por concepto de participaciones y regalías correspondan a las entidades partícipes con destino a los Fondos previstos en la Constitución Política y la ley, y hacer los giros y reintegros en los términos establecidos en ellas.

13. Adelantar las acciones necesarias para el adecuado abastecimiento de la demanda nacional de hidrocarburos.

14. Fijar los volúmenes de producción de petróleo de concesión que los explotadores deben vender para la refinación interna.

15. Fijar el precio al cual se debe vender el petróleo crudo de concesión destinado a la refinación interna para el procesamiento o utilización en el país, y el gas natural que se utilice efectivamente como materia prima en procesos industriales petroquímicos cuando sea del caso.

16. Administrar y disponer de los bienes muebles e inmuebles que pasen al Estado por finalización de contratos y convenios de exploración y explotación, o por reversión de concesiones vigentes, con excepción de los contratos de asociación que celebró Ecopetrol hasta el 31 de diciembre de 2003.

17. Hacer seguimiento al cumplimiento de las normas técnicas relacionadas con la exploración y explotación de hidrocarburos dirigidas al aprovechamiento de los recursos de manera racional e integral.

18. Fijar los precios de exportación de petróleo crudo para efectos fiscales y cambiarios.

19. Dirigir y coordinar lo relacionado con las liquidaciones por concepto del canon superficiario correspondiente a los contratos de concesión.

20. Verificar las especificaciones y destinación del material importado en el subsector de hidrocarburos para efectos de aplicar las exenciones previstas en el Código de Petróleos o normas que lo modifiquen o adicionen.

21. Supervisar las especificaciones y destinación del material importado en el subsector de hidrocarburos para efectos de aplicar las exenciones previstas en el Código de Petróleos o normas que lo modifiquen o adicionen.

22. Ejercer las demás actividades relacionadas con la administración de los recursos hidrocarburíferos de propiedad de la Nación.



23. Las demás que le sean asignadas y que le delegue el Ministerio de Minas y Energía, de conformidad con las normas vigentes.”

Entonces, como puede verse la ANH fue creada, entre otras, con la función de celebrar contratos de exploración y explotación petrolera, función esta que inicialmente se desprendió del artículo 5.9 del Decreto 1760 de 2003, el cual la facultaba para “administrar y disponer de los bienes muebles e inmuebles que pasen al Estado por finalización de los contratos de exploración y explotación de hidrocarburos, o por reversión de concesiones vigentes”.

De manera que, si bien en un primer momento era el Gobierno Nacional a través del Ministerio de Minas a quien correspondía la suscripción de los contratos de concesión petrolera, y posteriormente correspondió a ECOPETROL la suscripción de los contratos de asociación, a partir de 2003 está facultad pertenece a la ANH; de manera que ECOPETROL S.A. funciona únicamente como empresario que no representante ni administrador del recurso petrolero.

Por lo anterior, el artículo 5.3 del Decreto 1760 dispuso como función de la ANH el “diseñar, promover, negociar, celebrar, hacer seguimiento, y administrar los nuevos contratos de exploración y explotación de hidrocarburos de propiedad de la Nación, en los términos del artículo 76 de la Ley 80 de 1993 y las normas que la sustituyan, modifiquen o adicionen”.

Bajo este mandato y en ejercicio de la facultad contenida en el artículo 76 de la Ley 80 de 1993, que como antes se mencionó somete los contratos de exploración y explotación de los recursos naturales a la legislación especial que les sea aplicable y a los reglamentos y procedimientos establecidos por las entidades estatales dedicadas a dichas actividades, la ANH diseño sus propios esquemas contractuales, de manera que el sistema de asociación anterior quedó abolido, y fue reemplazado por un contrato estatal de naturaleza especial que se rige por su propio régimen.

El régimen de contratación actual de la ANH es el contenido en los acuerdos 001 de 2009 y 004 de 2012, así como el establecido en la Resolución 046 del 25 de enero de 2013, por medio de la cual se adopta el Manual de Contratación de la ANH.

2.3.1 Contratación Misional



La contratación misional fue reglamentada mediante el Acuerdo 01 de 2009 y es aquella que adelanta la ANH para el cumplimiento de su objetivo misional de administración integral de las reservas de hidrocarburos de propiedad de la Nación, en particular de los requeridos para la evaluación, preparación, promoción y administración de áreas; con excepción de los contratos celebrados para la asignación de áreas para el desarrollo de actividades de exploración y explotación, a los que se aplica el Acuerdo 4 de 2012.

Dentro de esta modalidad contractual se encuentran comprendidos los contratos de gestión del conocimiento, esto es, aquellos tendientes a desarrollar políticas institucionales relacionadas con las actividades nacionales de explotación y producción de hidrocarburos; los contratos necesarios para la elaboración de estudios relacionados con la evaluación y actualización del potencial hidrocarburífero del país; los contratos para el diseño de nuevas tipologías contractuales relacionadas con las actividades de explotación y producción de hidrocarburos; los contratos para el desarrollo de estudios ambientales relacionados con la gestión misional; los contratos para la generación y estructuración de nuevas oportunidades exploratorias; los contratos cuyo objeto sea la realización de estudios de sísmica; y en general todos aquellos contratos cuyo objeto consista en el desarrollo de actividades de consultoría relacionadas con la misión de la ANH.

Otro tipo de contrato que se encuentra comprendido dentro de los denominados misionales, son los contratos vinculados a la promoción de áreas y a la administración integral de las reservas de hidrocarburos, categoría que a su vez comprende los contratos para el desarrollo de actividades publicitarias de la ANH, tendientes a promocionar las áreas hidrocarburíferas de la Nación, a efecto de incrementar la vinculación de compañías nacionales o extranjeras para el desarrollo de nuevos contratos de explotación y producción de hidrocarburos; los contratos requeridos para el montaje de eventos institucionales de carácter misional; los contratos para la asistencia a las compañías petroleras en el proceso de vinculación a proyectos de explotación y explotación de hidrocarburos; los contratos para la administración de la información tecnológica y técnica que requiera la ANH para el desarrollo de su actividad misional; los contratos para la adquisición de bienes y servicios requeridos para el normal desarrollo de la actividad misional de la ANH, entre estos, la adquisición de equipos especializados de cómputo, software especializado, análisis de laboratorio; perforación de pequeños pozos; administración y organización de la información técnica y geológica y contratación de actividades de seguimiento técnico a los campos descubiertos, a la producción nacional, a los precios internos y externos y a todas las demás materias relacionadas con la administración de los recursos hidrocarburíferos de la Nación; y a todos los demás



contratos que requiera la ANH, pero que no supone la gestión del conocimiento, aunque guardan relación de medio a fin con el desarrollo del objetivo misional.

Al efecto, el reglamento regula la etapa de planeación contractual, la etapa de selección, la de celebración y ejecución del contrato y la de liquidación, así como la postcontractual, las cuales deben ceñirse a los principios de igualdad, moralidad, eficacia, economía, celeridad, transparencia, responsabilidad, selección objetiva, imparcialidad, publicidad, calidad, planeación y sostenibilidad ambiental.

Del mismo modo, este reglamento dispuso que la contratación pueda adelantarse con personas naturales o jurídicas, nacionales o extranjeras, siempre que cumplan con los requisitos de capacidad técnica y económica, ya sea que actúen individualmente, de manera consorciada o mediante uniones temporales⁸³, siempre que su término de duración no sea inferior al plazo del contrato y un años más y que no aparezcan relacionadas dentro de la “conocida como lista Clinton o de la lista del Comité de la ONU (Res. 1267 de 1999).

Ahora bien, en lo que respecta a los procesos de selección, su convocatoria puede hacerse mediante invitación pública a presentar ofertas o mediante invitación cerrada a los proveedores que se encuentren inscritos en el directorio de proveedores que para el efecto administra la Subdirección Técnica de la ANH.

A la sazón, las modalidades de selección para la celebración de los contratos misionales de la ANH están determinadas por el tipo de contrato a celebrar, por ejemplo, en lo que se refiere a los contratos de gestión del conocimiento opera la modalidad de invitación cerrada a presentar ofertas, salvo que no haya pluralidad de inscritos en el directorio de proveedores que se encuentren en capacidad de ejecutar el contrato, caso en el cual debe acudirse a la invitación pública.

Con relación a los contratos vinculados a la promoción de áreas y a la administración integral de las reservas de hidrocarburos, procede la modalidad de invitación pública, en desarrollo de la cual puede acudirse al mecanismo de subastas inversas a que se refiere el artículo 14 del Decreto 2474 de 2008; adherirse a los acuerdos marco de precios a que se refiere el párrafo 5 del artículo 2 de la Ley 1150 de 2007; realizar la selección de la oferta mediante el sistema de costo beneficio o el de ponderación por puntaje de calidad y precio a que se refieren los literales a y b del numeral 3 del artículo 12 de Decreto 2474 de 2008.; o celebrar contratos de cupo.

⁸³ Los consorcios o uniones temporales no pueden ceder o transferir su participación y/o modificar sus integrantes, salvo autorización previa y escrita de la ANH.



Asimismo, cuando el objeto del contrato comprenda actividades tanto de gestión del conocimiento como de promoción de áreas y a la administración integral de las reservas de hidrocarburos se aplicará la modalidad de selección que corresponda a la finalidad principal del contrato.

De otro lado, debe anotarse que el Acuerdo 01 de 2009 también previo como modalidad de selección la que denominó “selección de mercado”, que como su nombre lo indica faculta a la ANH para seleccionar, de acuerdo con las condiciones del mercado, al proveedor que este en capacidad de ejecutar el objeto del contrato requerido. Tales condiciones son el precio del mercado, el tiempo de entrega, celeridad en el cumplimiento de las obligaciones a contratar, plazos, calidad de los bienes y servicios ofrecidos y, en general, todos los factores que permitan determinar las condiciones corrientes en que son ofrecidos los bienes y servicios a contratar.

Esta modalidad de selección sólo tiene lugar, previa justificación, cuando se trata de contrataciones cuyo valor es inferior a 300 SMLMV; cuando se celebra un contrato interadministrativo; cuando el bien o servicio requerido es ofertado por un único proveedor; cuando se trata de contratos cuyo objeto es un inmueble requerido para el desarrollo de las actividades misionales; cuando se está en situación de apremio; cuando se trata de un contrato de prestación de servicios profesionales; cuando el objeto del contrato es la capacitación del personal en materias de la gestión misional; cuando el objeto del contrato pueda ser ejecutado por instituciones universitarias; cuando el contrato pueda ser ejecutado por instituciones sin ánimo de lucro; cuando se trata de contrato que deban ejecutarse en el exterior, en los cuales podrá aplicarse la ley extranjera; y, finalmente, cuando los requerimientos técnicos del contrato exijan conocimientos, experiencia, equipos, procedimientos, información o cualesquiera otra condición o circunstancia especial que hagan aconsejable contratar con determinada persona.

De otra parte, es de advertir que en cuanto al régimen de inhabilidades e incompatibilidades es aplicable la Ley 80 de 1993- art. 9.

Ahora bien, la ANH se encuentra facultada para incluir en los contratos a que se refiere el Acuerdo 1 de 2009, a título de cláusulas excepcionales, la de sometimiento a las leyes nacionales, las de interpretación, modificación y terminación unilateral del contrato y las de caducidad y reversión, cuyo alcance se haya determinado por los artículos 14 a 19 de la Ley 80 de 1993. Asimismo se encuentra prevista la posibilidad de pactar multas y cláusulas penales.



Y, una vez celebrado cualquiera de los contratos misionales, corresponde a la ANH ejercer las actividades de inspección y seguimiento contractual, conforme al Manual de Contratación Administrativa e Inspección y Seguimiento Contractual adoptado por la Agencia Nacional de Hidrocarburos mediante Resolución 481 de 2008.

Finalmente, es de anotar que los contratos misionales pueden ser adicionados en su valor hasta el 100% y adicionados en el plazo sin ningún límite; en materia de garantías ellas serán las que frente a cada contrato la ANH estimen adecuadas y la liquidación del contrato se llevara a cabo de común acuerdo o de manera unilateral de conformidad con los informes de interventoría, sin perjuicio de que las situaciones sobrevinientes, relacionadas con la calidad o durabilidad de los bienes o servicios contratados, sean reclamados por la ANH aun después de la suscripción del acta de liquidación.

2.3.2 Contratos de asignación de áreas para la exploración y explotación de hidrocarburos propiedad de la Nación.

El Consejo Directivo de la ANH expidió el Acuerdo 004 de 2012 - Por el cual se establecen criterios de administración y asignación de áreas para exploración y explotación de los hidrocarburos propiedad de la Nación; se expide el Reglamento de Contratación correspondiente, y se fijan reglas para la gestión y el seguimiento de los respectivos contratos.

Fue mediante este reglamento que la ANH adoptó los criterios para contratar la explotación y explotación de los hidrocarburos propiedad de la Nación y fijó las reglas para la selección objetiva de contratistas y la adjudicación, celebración, gestión, ejecución, seguimiento, control y vigilancia de los correspondientes contratos⁸⁴, con un alcance de aplicación que él mismo señaló, abarca las distintas etapas de contrato, y que se rigen por los principios de igualdad, moralidad, economía, celeridad, transparencia, responsabilidad, debido proceso, selección objetiva, imparcialidad, publicidad, contradicción, legalidad y calidad y planeación.

Así, para la etapa precontractual el reglamento dispone la aplicación del deber de planeación consistente en la realización de estudios previos y la proyección del procedimiento de selección objetiva de contratistas para la asignación de áreas de exploración y explotación, de manera que dicha selección responda al examen,

⁸⁴ Art. 1 Acuerdo 004 de 2012.



evaluación y escogencia bajo el lleno de los requisitos de capacidad jurídica, económica, y financiera, técnica y operacional y medioambiental.

Al respecto el Acuerdo 04 de 2012 de la ANH, previó la existencia de dos procedimientos de asignación de áreas para la explotación y explotación de hidrocarburos, uno general, de carácter competitivo, previsto especialmente para la celebración de los Contratos de Evaluación Técnica “TEA”, para los contratos de Explotación y Producción “E&P”, y para los contratos especiales.

El procedimiento de selección competitivo comprende a su vez, dos esquemas de realización, una “el competitivo abierto” que se realiza mediante una convocatoria pública, o “el competitivo cerrado” que se efectúa mediante un procedimiento cerrado donde la ANH invita a un número plural pero determinado de personas que reúnan los requisitos de capacidad para escoger entre ellos de manera objetiva y en condiciones de igualdad el ofrecimiento más favorable.

La segunda modalidad de asignación de áreas, de carácter excepcional, es la denominada “asignación directa”, procedimiento mediante el cual la ANH, previa autorización del Consejo Directivo, asigna directamente las áreas previamente seleccionada para este efecto, en razón a su especial naturaleza y localización; a sus características geológicas; a la existencia de restricciones sociales o ambientales; a la carencia de información técnica del subsuelo; por motivos de interés general, de seguridad nacional o de orden público; o por consideraciones especiales de política energética o económica.

Sin embargo, es de anotar que tanto en el procedimiento competitivo como en el de asignación directa los proponentes o asignatarios deben reunir todos los requisitos de capacidad que para el efecto se establezcan y, debe preverse que el reglamento en comento sólo establece la posibilidad contractual para personas jurídicas (existentes o futuras), ya sean estas nacionales o extranjeras, ya que se presenten individualmente o mediante la constitución de consorcios o uniones temporales.

Ahora bien, una vez efectuado el procedimiento de competitividad o proyectada la asignación directa, el reglamento prevé la adjudicación mediante acto irrevocable que obliga tanto a la ANH como al adjudicatario y que en el caso de procedimiento competitivo abierto debe hacerse en audiencia pública o si el procedimiento fuere cerrado con invitación a la audiencia de todos los participantes.



Asimismo para la suscripción de los contratos que se rigen por el Acuerdo 04 de 2012, deben seguirse los términos establecidos en el proceso de selección o en el curso de la asignación directa y su contenido serán las estipulaciones aprobadas por el Consejo Directivo de la ANH sin perjuicio de las negociaciones que se hubieren llevado a cabo en los aspectos que así lo permitan, frente a lo cual también vale señalar la posibilidad de pactar cláusulas excepcionales o multas, cláusula penal pecuniaria o de indemnidad y reversión.

Ya dentro de la etapa contractual, esto es, en el periodo comprendido entre la celebración y ejecución del contrato, el reglamento establece la obligación del contratista de aportar, dentro del plazo fijado, las garantías y seguros exigidos en los términos de referencia, a las cuales les son aplicables las normas de los contratos estatales, especialmente la Ley 1150 de 2007 y su reglamento 734 de 2012, así como las disposiciones que los modifiquen, complementen o sustituyan.

También se prevé la facultad para los contratistas en la modalidad de TEA, E&P y especiales de subcontratar bajo su única cuenta y riesgo, es decir, sin ninguna responsabilidad de la ANH.

Durante la ejecución del contrato la ANH es quien tiene la dirección general, control y vigilancia de la gestión contractual y la ejerce mediante la supervisión y/o interventoría, esto es directamente o a través de terceros.

Finalmente, además del régimen de transición, el reglamento prevé que una vez terminado el contrato su liquidación se realice de común acuerdo o de manera unilateral, dentro del término contractualmente fijado o dentro de los 9 meses siguientes.

Es de anotar que dicho reglamento ha sufrido diferentes adiciones y modificaciones, la primera de ellas, surtida mediante Acuerdo 03 de 2014, por medio del cual se incorporan parámetros y normas aplicables al desarrollo de yacimiento no convencionales; y los acuerdos 02, 03 y 04 de 2015 por los cuales se adoptan reglas y medidas encaminadas a mitigar los efectos adversos de la caída en los precios internacionales del petróleo.

2.3.3 Contratación administrativa - Resolución 046 del 25 de enero de 2013

La Resolución 046 del 25 de enero de 2013, por medio de la cual se adopta el Manual de Contratación de la ANH, expresamente manifestó regular “las actividades de contratación



diferentes a las regladas por el Acuerdo 004 de 2012 del Consejo Directivo de la ANH y las previstas en el Manual de Contratación Misional”.

El manual de contratación contenido en la Resolución antes mencionada establece como marco constitucional y legal los preceptos contenidos en el artículo 209 de la Constitución Nacional y los principios de la contratación estatal contenidos en las leyes 80 de 1993, 1150 de 2007, 1474 de 2011, pero especialmente se señaló el contenido del artículo 23 de la Ley 80 de 1993, según el cual son “Principios de las Actuaciones Contractuales de las Entidades Estatales. Las actuaciones de quienes intervengan en la contratación estatal se desarrollarán con arreglo a los principios de transparencia, economía y responsabilidad y de conformidad con los postulados que rigen la función administrativa. Igualmente, se aplicarán en las mismas las normas que regulan la conducta de los servidores públicos, las reglas de interpretación de la contratación, los principios generales del derecho y los particulares del derecho administrativo”.

En aplicación de estos postulados, el manual de contratación prevé el sometimiento tanto de los particulares como de las entidades estatales que participan en la actividad contractual del sector petrolero, a las reglas y restricciones que de dicho marco jurídico se despenden, así como a la garantía de un proceso de selección objetiva, de celeridad, economía, transparencia y planeación, donde son a su vez aplicables los principios de legalidad, igualdad, moralidad, eficacia, imparcialidad, publicidad, contradicción, responsabilidad, buena fe, primacía de lo sustancial sobre lo formal y debido proceso.

Ahora bien, dentro de la etapa precontractual se establece la observancia de todos los procedimientos que dan aplicación al principio de planeación, el cual se encuentra ampliamente reglado en la resolución 046; luego de lo cual corresponde la exteriorización de la voluntad de la administración – AHN, mediante la apertura de las diferentes modalidades de selección donde la entidad da a conocer a los particulares su intención de celebrar el contrato, con información del producto o servicio que se desea adquirir y la definición de los criterios objetivos con fundamento en los cuales la entidad hará la selección.

Dentro de tales modalidades de selección se previeron la licitación pública, como regla general; la selección abreviada, que tiene lugar cuando se trata de bienes de características técnicas uniformes y de común utilización o cuando se trata de contratos de menor cuantía; el concurso de méritos; la contratación directa; y la contratación de mínima cuantía.



En la licitación pública se podrá adelantar el mecanismo de subasta a la inversa o la selección mediante los mecanismos de calificación y ponderación previamente definidos por la entidad.

Por su parte la selección abreviada se encuentra prevista para aquellos casos en que por las características del objeto que se desea contratar, las circunstancias de la contratación o la cuantía o destinación del bien, obra o servicio, puedan adelantarse procesos simplificados para garantizar la eficiencia de la gestión contractual.

En la selección abreviada, como se dijo, se encuentran los eventos de adquisición de bienes de características técnicas uniformes y de común utilización en donde se permiten los procedimientos de subasta a la inversa y bolsa de productos, con aplicación de los procedimientos detallados en la Resolución 046 para tal efecto.

Asimismo, dentro de la selección abreviada se encuentran los eventos de menor cuantía, la cual es definida de conformidad con el presupuesto de la entidad, por la Vicepresidencia Administrativa y Financiera.

En todo caso, en los procesos donde se tengan en cuenta factores técnicos y económicos, la oferta será seleccionada mediante el mecanismo de ponderación.

La siguiente modalidad de selección es la determinada mediante concurso de méritos, dispuesto para la selección de consultores o proyectos, mediante un sistema abierto o de precalificación, con la intervención de un jurado plural, impar, deliberante y calificado, y con aplicación de los procedimientos dispuestos por la resolución para cada uno de los sistemas.

De otra parte, la modalidad de selección mediante procedimiento de contratación directa exige la realización de estudios previos, el proferimiento de un acto administrativo de justificación de la contratación directa, la presentación de una propuesta, la aceptación de la misma y la concluyente celebración del contrato.

Finalmente, dentro de las modalidades de selección se admite un proceso especial para los eventos de mínima cuantía, la cual también se fija de acuerdo con el presupuesto de la entidad por la invitación pública a contratar, la presentación de ofertas que serán evaluadas conforme a los requisitos habilitantes y la aceptación y adjudicación del contrato.



Dado lo anterior y una vez suscrito el contrato estatal la entidad, a través de su oficina asesora jurídica, debe verificar los requisitos de ejecución del contrato, dentro de los cuales se encuentran la constitución y aprobación de la garantía de cumplimiento y la expedición del correspondiente registro presupuestal.

La vigilancia, control y seguimiento del contrato se ejerce a través de los supervisores e interventores designados por la entidad, conforme al procedimiento y funciones especificadas por la misma resolución 046 de 2013.

Finalmente, una vez culminado el plazo de ejecución del contrato inicia la etapa post-contractual, dentro de la cual le corresponde al supervisor o al interventor del contrato impulsar su liquidación, la cual podrá realizarse por mutuo acuerdo de los contratantes dentro del plazo acordado o dentro de los 4 meses siguientes a su terminación. Cuando dentro de estos 4 meses no se alcance la liquidación bilateral del contrato, la entidad está facultada para liquidar unilateralmente el contrato dentro de los 2 meses siguientes.

Cuando la liquidación del contrato no se realiza en los términos antes señalados las partes están en libertad de realizar dicha liquidación (de común acuerdo o unilateralmente) o de acudir a la jurisdicción para que ella realice la liquidación judicial del contrato, en cuyo evento cuentan con un término máximo de 2 años.

2.4 Conclusiones

Pese a lo dicho anteriormente, es decir, aunque el país ha implementado modalidades contractuales bajo diferentes denominaciones, se deduce que en lo que refiere a los contratos para la exploración y explotación de los hidrocarburos, cada uno de ellos materialmente configuran “verdaderos contratos de concesión para la explotación y explotación de hidrocarburos, a esta conclusión se llega, además, no solo del análisis de las políticas públicas adoptadas por el gobierno en relación con la materia, sino, también, y de manera principal, de la evaluación de la forma como se han estructurado los respectivos contratos, que tienen por objeto otorgar exclusivamente a el contratista el derecho de explorar el área contratada y de explotar los hidrocarburos de propiedad del Estado que se descubran dentro de dicha área. El contratista tendrá derecho a la parte de la producción de los hidrocarburos provenientes del área Contratada que le corresponda. El contratista en ejercicio de ese derecho, adelantará las actividades y operaciones materia del contrato, a su exclusivo costo y riesgo, proporcionando todos los recursos



necesarios para proyectar, preparar y llevar a cabo las actividades y Operaciones de Exploración, Evaluación, Desarrollo y Producción, dentro del área Contratada”⁸⁵.

Asimismo tales contratos conllevan un esquema de colaboración entre el sector público y el privado, donde el Estado (propietario del petróleo) encarga a un inversionista privado la exploración y explotación del hidrocarburo con la transferencia de riesgos que dicha actividad conlleva.

Es por ello que se busca atraer inversionistas de largo plazo con suficiente capacidad financiera que desarrollen la actividad petrolera bajo una política de distribución de riesgos que son asignados contractualmente a quien tiene mejor capacidad financiera y científica para administrarlos y gestionarlos, aunque con un compromiso de recuperación o reembolso.

Al respecto, debe resaltarse que en las diferentes modalidades contractuales antes presentadas, lo que en realidad varía es la distribución que cada una hace de los riesgos de ejecución del objeto contractual. Así, por ejemplo, el contrato de concesión del Código de Petróleos de 1953 entrega la actividad de exploración y explotación al particular para que éste la desarrolle bajo su cuenta y riesgo y pague a la administración la regalía y el porcentaje de participación correspondientes.

Por su parte, el contrato de asociación del Decreto 2310 de 1974 entrega la etapa de exploración para que el particular la ejecute bajo su cuenta y riesgo, aunque le ofrece la posibilidad de recuperación y reembolso del capital allí invertido en el modo y porcentaje estipulado en cada contrato. Mientras que para la etapa de exploración se plantea una operación conjunta de la actividad.

Y, finalmente los contratos de exploración y explotación de la ANH el contratista aunque adelanta bajo su cuenta y riesgo las actividades y operaciones materia del contrato, el riesgo exploratorio es recompensado en un 100% al inversionista, de manera que la ANH básicamente recibe regalías e impuestos y solo obtiene un beneficio o renta adicional en caso de generarse ganancias adicionales.

3. El principio de buena fe contractual⁸⁶

⁸⁵ SANTOFIMIO Gamboa Jaime Orlando, Tesis Doctoral – Contrato de Concesión de Servicio Públicos. Coherencia con los postulados del Estado Social y Democrático de Derecho, en aras de su estructuración en función de los intereses públicos – Universidad Carlos Tercero de Madrid – Getafe, 2010.



Esta Subsección ha insistido sobre la buena fe contractual, u objetiva, en los siguientes términos:

“De lo preceptuado en el artículo 871 del Código de Comercio, con redacción parecida al artículo 1603 del Código Civil, se desprende que en todo el iter contractual, esto es antes, durante y después de la celebración del contrato, y aún después de su extinción, se impone a los intervinientes el deber de obrar de conformidad con los postulados de la buena fe.”⁸⁷

En efecto, aquel precepto prevé que los contratos deben “celebrarse y ejecutarse de buena fe, y en consecuencia, obligarán no sólo a lo pactado expresamente en ellos, sino a todo lo que corresponda a la naturaleza de los mismos, según la ley, la costumbre o la equidad natural.”

Pero además, como si no fuera suficiente, el artículo 863 de esa misma codificación ordena que “las partes deberán proceder de buena fe exenta de culpa”⁸⁸ en el periodo precontractual, so pena de indemnizar los perjuicios que se causen”, precepto este que en la contratación pública ha de tenerse como un desarrollo del principio general de planeación que debe informar a toda la actividad contractual del Estado.⁸⁹

Sin embargo con frecuencia inusitada se cree que la buena fe a que se refiere estos preceptos consiste en la convicción de estar obrando conforme a derecho, en la creencia de que la conducta se ajusta en un todo a lo convenido y, en general, en el convencimiento de que se ha observado la normatividad y el contrato, independientemente de que esto sea efectivamente así por haberse incurrido en un error de apreciación porque se piensa que lo que en verdad importa es ese estado subjetivo consistente en que se tiene la íntima certidumbre de haber actuado bien.

Empero nada más lejano de la realidad que esa suposición porque la buena fe contractual no consiste en creencias o convicciones de haber actuado o estar actuando bien, es decir no es una buena fe subjetiva, sino que estriba en un comportamiento real y efectivamente ajustado al ordenamiento y al contrato y por consiguiente ella, tal como lo ha señalado ésta Subsección, “consiste fundamentalmente en respetar en su esencia lo pactado, en cumplir las

⁸⁶ Consejo de Estado, Sección Tercera – Subsección C, sentencia de 20 de octubre de 2014, Exp. 24.809, M.P. Jaime Orlando Santofimio Gamboa.

⁸⁷ Aunque el artículo 1603 sólo expresa que “deberán ejecutarse”, el entendimiento es que el deber de buena fe objetiva comprende todo el iter contractual. (La cita es del texto citado).

⁸⁸ Sobre el desacierto en que incurrió el legislador colombiano al introducir en esta norma la expresión “exenta de culpa” vid.: M. L. NEME VILLARREAL. Buena fe subjetiva y buena fe objetiva. Equívocos a los que conduce la falta de claridad en la distinción de tales conceptos. En: Revista de Derecho Privado No. 17, Bogotá, Universidad Externado de Colombia, 2009; M. L. NEME VILLARREAL. La presunción de buena fe en el sistema jurídico colombiano: una regla cuya aplicación tergiversada desnaturaliza el principio. En: Revista de Derecho Privado No. 18, Bogotá, Universidad Externado de Colombia, 2010. (La cita es del texto citado).

⁸⁹ Sobre el principio de planeación ésta subsección expresó: “Dentro de esos parámetros, como se acaba de expresar, se encuentran los estudios previos que, entre otros fines, persiguen cumplir con la obligación de establecer los precios reales del mercado de aquellas cosas o servicios que serán objeto del contrato que pretende celebrar la administración de tal suerte que pueda tener un marco de referencia que le permita evaluar objetivamente las propuestas que se presenten durante el respectivo proceso de escogencia del contratista.” Consejo de Estado, Sala de lo Contencioso Administrativo, Sección Tercera, Subsección C, sentencia del 28 de marzo de 2012, expediente 22471. (La cita es del texto citado).



obligaciones derivadas del acuerdo, en perseverar en la ejecución de lo convenido, en observar cabalmente el deber de informar a la otra parte, y, en fin, en desplegar un comportamiento que convenga a la realización y ejecución del contrato sin olvidar que el interés del otro contratante también debe cumplirse y cuya satisfacción depende en buena medida de la lealtad y corrección de la conducta propia”;⁹⁰ es decir, se trata aquí de una buena fe objetiva y “por lo tanto, en sede contractual no interesa la convicción o creencia de las partes de estar actuando conforme a derecho”⁹¹ o conforme al contrato, pues tales convencimientos son irrelevantes porque, habida cuenta de la función social y económica del contrato, lo que en verdad cuenta son todos los actos reales y efectivos que procuran la cabal realización de estas funciones dentro del ámbito de la legalidad y de la lealtad y corrección, esto es, ajustados en un todo al ordenamiento jurídico y a lo convenido.”⁹²

De manera que el principio de la buena fe contractual es de carácter objetivo e impone, fundamentalmente, a las partes respetar en su esencia lo pactado, cumplir las obligaciones derivadas del acuerdo, perseverar la ejecución de lo convenido, observar cabalmente el deber de informar a la otra parte, y, en fin, desplegar un comportamiento que convenga a la realización y ejecución del contrato sin olvidar que el interés del otro contratante también debe cumplirse y cuya satisfacción depende, en buena medida, de la lealtad y corrección de la conducta propia⁹³.

Es por ello que, además, ante la inconformidad con el clausulado contractual o en presencia de un incumplimiento o alteración del equilibrio económico del contrato, la parte afectada está en la obligación de informar inmediatamente tales circunstancias a su co-contratante, en atención al principio de la buena fe y a la regla de oportunidad que no permiten que una de las partes, en el momento en que espera el cumplimiento de la obligación debida, sea sorprendida por su contratista con circunstancias que no alegó en el tiempo adecuado, de manera que cualquier reclamación o pretensión ulterior es extemporánea, improcedente e impróspera por vulnerar el principio de la buena fe contractual⁹⁴.

Asimismo, tampoco es admisible que una de las partes interprete de forma unilateral las cláusulas inicialmente convenidas en el contrato o negocio jurídico estatal con el objeto de satisfacer sus intereses personales, pues aceptar dicha posibilidad no sólo vulneraría

⁹⁰ Consejo de Estado, Sala de lo Contencioso Administrativo, Sección Tercera, Subsección C, sentencia del 22 de junio de 2011, expediente 18836. (La cita es del texto citado).

⁹¹ Ibídem. (La cita es del texto citado).

⁹² Consejo de Estado, Sala de lo Contencioso Administrativo, Sección Tercera, Subsección C, sentencia del 19 de noviembre de 2012, expediente 22043. (La cita es del texto citado).

⁹³ Consejo de Estado, Sala de lo Contencioso Administrativo, Sección Tercera, Subsección C, sentencia del 22 de junio de 2011, expediente 18836. (La cita es del texto citado).

⁹⁴ Esta postura se encuentra consolidada de vieja data en la Sección Tercera del Consejo de Estado. Al respecto ver: sentencia del 23 de junio de 1992, Exp. 6032; Subsección B, sentencia del 31 de agosto de 2011, Expediente 18080; Subsección C, sentencia del 9 de mayo de 2012, Expediente 22087. y sentencia del 10 de septiembre de 2014, Expediente 27648.



los principios que rigen la actividad contractual del estado sino el principio de buena fe objetiva que según los dictados de los artículos 871 del Código de Comercio y 1603 del Código Civil debe regir toda relación negocial.

Y es que, se itera, el principio de la buena fe objetiva impone fundamentalmente que las partes contratantes respeten y acaten en esencia lo pactado, razón por la cual cualquier actuación desplegada por una de ellas tendiente a interpretar unilateralmente las reglas inicialmente convenidas en perjuicio o desmedro de los intereses de su cocontratante se tornaría totalmente contraria a dicho principio.

Sobre éste punto es necesario precisar que si bien, por regla general, las partes en un determinado contrato o negocio jurídico de carácter estatal pueden de común acuerdo interpretar las cláusulas allí convenidas con sujeción a las reglas de interpretación previstas en los artículos 1618 a 1624 del Código Civil⁹⁵ en aras de procurar la adecuada y oportuna ejecución del objeto contractual así como la satisfacción de los intereses generales, dicha facultad no puede ser ejercida por el contratista de forma unilateral y arbitraria.

4. Interpretación, calificación e integración de los Contratos⁹⁶

⁹⁵ ARTICULO 1618. Prevalencia de la intención. Conocida claramente la intención de los contratantes, debe estarse a ella más que a lo literal de las palabras.

ARTICULO 1619. Limitaciones del contrato a su materia. Por generales que sean los términos de un contrato, solo se aplicarán a la materia sobre que se ha contratado.

ARTICULO 1620. Preferencia del sentido que produce efectos. El sentido en que una cláusula puede producir algún efecto, deberá preferirse a aquel en que no sea capaz de producir efecto alguno.

ARTICULO 1621. Interpretación por la naturaleza del contrato. En aquellos casos en que no apareciere voluntad contraria, deberá estarse a la interpretación que mejor cuadre con la naturaleza del contrato. Las cláusulas de uso común se presumen aunque no se expresen.

ARTICULO 1622. Interpretación sistemática, por comparación y por aplicación práctica. Las cláusulas de un contrato se interpretarán unas por otras, dándosele a cada una el sentido que mejor convenga al contrato en su totalidad.

Podrán también interpretarse por las de otro contrato entre las mismas partes y sobre la misma materia. O por la aplicación práctica que hayan hecho de ellas ambas partes, o una de las partes con aprobación de la otra parte.

ARTICULO 1623. Interpretación de la inclusión de casos dentro del contrato Cuando en un contrato se ha expresado un caso para explicar la obligación, no se entenderá por solo eso haberse querido restringir la convención a ese caso, excluyendo los otros a que naturalmente se extienda.

ARTICULO 1624. Interpretación a favor del deudor. No pudiendo aplicarse ninguna de las reglas precedentes de interpretación, se interpretarán las cláusulas ambiguas a favor del deudor. Pero las cláusulas ambiguas que hayan sido extendidas o dictadas por una de las partes, sea acreedora o deudora, se interpretarán contra ella, siempre que la ambigüedad provenga de la falta de una explicación que haya debido darse por ella.

⁹⁶ Consejo de Estado, Sección Tercera – Subsección C, sentencia del 13 de junio de 2013, Exp. 23.730, M.P. Jaime Orlando Santofimio Gamboa.



Cuando se trata de establecer los derechos y las obligaciones que surgen en favor y a cargo de las partes en razón de un negocio jurídico, hay tres grandes labores que debe emprender el juzgador para la verificación correspondiente.

La primera es la interpretación del negocio jurídico celebrado que tiene por objeto fundamental constatar el acuerdo al que llegaron las partes, verificar los efectos que estos le señalaron a su convenio y la incorporación de estas comprobaciones al negocio.

La segunda es la calificación del negocio celebrado, que no es otra cosa que su valoración jurídica, esto es, determinar cuál fue el esquema negocial empleado por los disponentes, precisar las repercusiones jurídicas que de ese esquema se derivan e incorporando estas consecuencias jurídicas al acuerdo.

La tercera es la integración del negocio jurídico que consiste en incorporarle toda aquella regulación que no tiene su fuente en el acuerdo de las partes sino en la ley y en general en las restantes fuentes del derecho externas al contrato, tales como los principios generales del derecho, la equidad y los usos normativos o costumbres como también se les llama.

En lo que atañe a la integración de la ley al contrato debe decirse que han de incorporarse no sólo las normas legales imperativas sino también las dispositivas, teniendo en cuenta que las primeras tienen que anidarse de manera ineludible e inmediata en el contrato, independientemente del querer de las partes, mientras que las segundas han de integrarse a falta de estipulación o de acuerdo en contrario de los contratantes, razón por la que en este último caso se dice que estas normas supletivas colman los vacíos dejados por los disponentes pero sólo aquellos que no puedan ni deban ser llenados con los criterios de la hermenéutica negocial, pues en este evento se estaría entonces frente a una labor de interpretación y no a una de integración contractual.

En síntesis, la precisión de los derechos y de las obligaciones que surgen en favor y a cargo de los contratantes supone que el juzgador realice las siguientes tareas fundamentales: interpretar el acto, valorarlo jurídicamente y finalmente integrarle todos los preceptos extranegociales que le correspondan.

Con otras palabras, el juez debe empezar por enterarse de qué fue lo que convinieron las partes (interpretar), proseguir con la valoración jurídica de lo pactado (calificando el acto, constatando los efectos jurídicos que de él se derivan e incorporando estas consecuencias jurídicas al acuerdo), para finalmente concluir con la integración de las



disposiciones externas al contrato que le correspondan (normas imperativas, normas supletivas, principios generales del derecho, la equidad y los usos normativos).

Ahora, estas labores cobran mayor trascendencia en la actividad del juzgador cuando hay discrepancias entre las partes sobre el verdadero esquema negocial por ellos empleado puesto que ante tales divergencias es aquel quien está llamado a puntualizarlo con autoridad y de manera vinculante y definitiva para los contendientes.

5. La nulidad absoluta de los actos o de los negocios jurídicos.

En lo relativo al fenómeno de la nulidad absoluta de los actos o negocios jurídicos también ésta Subsección en reciente providencia tuvo la oportunidad de señalar:

“La invalidez es el “juicio negativo de valor que se le hace a un acto dispositivo de intereses con el que se vulnera una norma imperativa, las buenas costumbres o cualquier norma establecida en favor de personas susceptibles de especial protección”⁹⁷.

A diferencia de la inexistencia, la nulidad o juicio de valor negativo, sí requiere ser declarada judicialmente, pues se entiende que el acto dispositivo o negocio jurídico existe, es válido y produce a plenitud todos sus efectos hasta que el juez decreta la nulidad, razón por la cual el fallo proferido en ése sentido es de carácter constitutivo.

De ésta forma, tanto el negocio jurídico como el vicio existen, pero la nulidad no se configura mientras que el juez no la decreta.

Ahora, si bien la nulidad puede ser absoluta o relativa, tanto la una como la otra son susceptibles de saneamiento, bien por ratificación o bien por el término de prescripción, aclarando que si la nulidad proviene de un objeto o de una causa ilícitos, no puede sanearse por ratificación⁹⁸.

(...)

La nulidad absoluta se produce por alguno de los siguientes vicios a saber: I) Por objeto ilícito; II) Por causa ilícita; III) Por la Incapacidad absoluta de alguna de las partes y; IV) Por la omisión de alguna de las “solemnidades que la ley pida para la validez del acto en consideración a su naturaleza y no a la calidad o estado de las partes que lo celebran”⁹⁹.

⁹⁷ ALARCÓN ROJAS Fernando, “La ineficacia de pleno derecho en los negocios jurídicos”, Ed. Universidad Externado de Colombia, año 2011, Pág. 250

⁹⁸ Ibídem. Pág. 249.

⁹⁹ Ibídem. Pág. 249.



Es de aclarar que configuran nulidad absoluta la omisión de solemnidades exigidas para “el valor” del acto en atención a su naturaleza y no por la omisión de solemnidades constitutivas.

Teniendo en cuenta que por medio de la nulidad absoluta se “protege el orden público, las normas imperativas, las buenas costumbres, a los absolutamente incapaces y, ocasionalmente, el negocio en los eventos de nulidad parcial”¹⁰⁰, ésta puede ser alegada por las partes, por todo aquel que conozca el vicio y aún por el Ministerio Público en salvaguarda del interés de la “moral o de la ley”¹⁰¹.

También puede ser declarada de oficio por el juez cuando aparezca de manifiesto en el acto o contrato, siempre y cuando estén presentes en el proceso todas las partes del negocio cuya nulidad se pretende decretar oficiosamente, según lo disponen los artículos 1742 del Código Civil, 306 del C.P.C. y 282 del C. G. P.¹⁰².

Ahora, cualquiera que sea la causa que da origen a la nulidad absoluta una vez ha operado la prescripción extraordinaria ya no podrá ser declarada ni a solicitud de parte, ni de oficio, pues así lo impone el orden jurídico, que en aras de garantizar la paz social y la seguridad jurídica, “estima que es conveniente poner un límite temporal a la posibilidad de cuestionar los negocios jurídicos”.

(...)

Cuando el vicio de nulidad que aqueja al contrato no comprende sus elementos estructurales sino otros que se podrían llamar accidentales es evidente que el decreto de nulidad no destruye por entero el contrato sino la parte viciosa, cuestión esta que se desprende del principio de conservación del negocio jurídico.

En consecuencia, como se trata de un elemento accidental, la eliminación de este no comporta la desaparición de todo el contrato y consiguiente lo demás subsistirá y las relaciones jurídicas de las partes se regirán de acuerdo con lo convenido, exceptuando por supuesto la parte cuya nulidad se decreta”¹⁰³.

5.1 De la nulidad parcial de los actos o negocios jurídicos.

¹⁰⁰ Ibídem. Pág. 251

¹⁰¹ Artículo 1742 del Código Civil.

¹⁰² Consejo de Estado, Sala de lo Contencioso Administrativo, Sección Tercera, Subsección C, Laudo arbitral del 13 de abril de 2015, Expediente. 52.556, EMGESA S.A. vs. Sociedad Hotelera Tequendama S.A.

¹⁰³ Consejo de Estado, Sala de lo Contencioso Administrativo, Sección Tercera, Sentencia del 24 de abril de 2013, Expediente 23.042.



En los términos referidos, la nulidad del negocio jurídico puede ser total o parcial, ésta última se produce cuando del determinado contrato suscrito se logra evidenciar que aún sin la parte viciada de nulidad, las partes de todos modos lo hubiesen celebrado¹⁰⁴.

La finalidad principal de la nulidad parcial de los negocios jurídicos se concreta procurar su preservación, pero para que ésta sea procedente se requiere el cumplimiento de ciertos requisitos a saber: I) Que sólo una parte del negocio jurídico se encuentre viciada de nulidad; II) Que el negocio jurídico pueda subsistir sin la parte que se encuentra viciada y que las partes de cualquier forma manifiesten el “*querer*” de preservar su validez, esto es que aún sin la parte nula lo hubieran celebrado¹⁰⁵.

Así las cosas, se entiende que si en un determinado contrato lo que se encuentra viciado de nulidad absoluta es una de las cláusulas contenidas en éste y el juez se percata de ése vicio pero se reúnen los requisitos previstos en la ley para que no se deba declarar la nulidad de la totalidad del negocio jurídico por haber reunido éste todos sus elementos estructurales, así como también los requisitos exigidos para su valor, puede entonces en ésta hipótesis proceder a declarar únicamente la nulidad de la cláusula viciosa.

6. El incumplimiento contractual.

En lo que tiene que ver con el incumplimiento contractual ésta Subsección ha señalado con precisión:

“Los contratos, amén de regular o extinguir una relación jurídica de contenido económico, también pueden crear relaciones obligacionales y como quiera que en las relaciones jurídicas de esta estirpe una de las partes (el deudor) debe desplegar una conducta (la prestación) en favor de la otra (el acreedor), se sigue que el comportamiento desplegado por el deudor en favor del acreedor sólo puede ser tenido como satisfacción de la prestación (pago) en la medida en que se ajuste plenamente a lo convenido.

No otra cosa se deduce de lo preceptuado en los artículos 1626, 1627 y 1649 del Código Civil al disponer, respectivamente, que el “pago efectivo es la prestación de lo que se debe”, que “el pago se hará bajo todos los respectos en conformidad al tenor de la obligación; sin perjuicio de lo que en los casos especiales dispongan las leyes” y que “el deudor no puede obligar al acreedor a que reciba por partes lo que se le deba, salvo el

¹⁰⁴ ALARCÓN ROJAS Fernando, ob., cit., Pág. 255.

¹⁰⁵ ALARCÓN ROJAS Fernando, ob., cit., Pág. 256.



caso de convención contraria, y sin perjuicio de lo que dispongan las leyes en casos especiales.”

En consecuencia, se estará en presencia de un incumplimiento si la prestación no se satisface en la forma y en la oportunidad debida y si además esa insatisfacción es imputable al deudor.

Y es que si la insatisfacción no es atribuible al deudor, ha de hablarse de “no cumplimiento”¹⁰⁶ y esta situación, por regla general,¹⁰⁷ no da lugar a la responsabilidad civil.¹⁰⁸

(...) El incumplimiento, entendido como la inejecución por parte del deudor de las prestaciones a su cargo por causas que le son imputables a él, puede dar lugar al deber de indemnizar perjuicios si es que esa inejecución le ha causado un daño al acreedor.

En efecto, como toda responsabilidad civil persigue la reparación del daño y este puede consistir en una merma patrimonial, en ventajas que se dejan de percibir o en la congoja o pena que se sufre, es evidente que en sede de responsabilidad contractual un incumplimiento puede causar, o no, una lesión de ésta naturaleza y es por esto que no puede afirmarse que todo incumplimiento irremediamente produce una merma patrimonial, impide la consecución de una ventaja o produce un daño moral, máxime si se tiene en cuenta que dos cosas diferentes son el daño y la prestación como objeto de la obligación”¹⁰⁹.

6.1 Consecuencias del incumplimiento contractual en los contratos estatales y en contratos celebrados por entidades estatales que se rigen por el derecho privado.

Una de las pretensiones que pueden incoarse en ejercicio de la acción contractual es precisamente la declaratoria de incumplimiento del contrato estatal, su terminación o resolución, pretensión ésta que encuentra su fundamento en la denominada “*Condición Resolutoria Tácita*” prevista en el artículo 1546 del Código Civil, conforme a la cual ante el

¹⁰⁶ F. HINESTROSA. Tratado de las obligaciones. Bogotá, Universidad Externado de Colombia, 2004, p. 237

¹⁰⁷ Se exceptúa el caso, por ejemplo, en el que el deudor conviene en responder aún en el evento de fuerza mayor o caso fortuito, tal como se desprende de los incisos finales de los artículos 1604 y 1616 del Código Civil

¹⁰⁸ Artículos 1604, inc. 2º, y 1616, inc. 2º, ibidem.

¹⁰⁹ Consejo de Estado, Sala de lo Contencioso Administrativo, Sección Tercera, Subsección C, Sentencia del 24 de julio de 2013, Expediente 25131; Consejo de Estado, Sala de lo Contencioso Administrativo, Sección Tercera, Subsección C, Sentencia del 26 de marzo de 2014, Expediente 22831, Sentencia del 16 de octubre de 2014, Expediente 24.809, entre otras.



incumplimiento del contrato por una de las partes, la parte cumplida podrá exigir su cumplimiento, o solicitar su terminación con la consecuente indemnización de los perjuicios¹¹⁰.

Así, la declaratoria de incumplimiento supone un juicio de responsabilidad con el consecuente reconocimiento de los perjuicios causados a la parte cumplida con ocasión de éste, conforme a lo alegado y probado en el respectivo proceso¹¹¹.

En tratándose de contratos estatales, cuando lo que pretende la administración es el cumplimiento del objeto contractual, la misma ley 80 de 1993 le otorga una serie de facultades excepcionales tales como: I) la caducidad, facultad en desarrollo de la cual puede proceder a declarar administrativamente la situación de incumplimiento grave del contratista que impida la ejecución del contrato ordenando su liquidación¹¹²; II) Ordenar la terminación unilateral del contrato mediante acto administrativo debidamente motivado y ordenar su liquidación; II) Declarar el incumplimiento del contrato mediante acto administrativo debidamente motivado o imponer multas; o III) Declarar unilateralmente la ocurrencia del siniestro mediante acto administrativo y hacer efectivas las garantías constituidas a su favor.

No obstante lo anterior, no ocurre lo mismo en tratándose de contratos celebrados entre particulares o que siendo celebrados por una Entidad estatal como lo es ECOPETROL, se encuentran sujetos al régimen de derecho privado por disposición especial, pues ante eventos de incumplimiento de alguna de las partes contratantes cuando la parte cumplida pretenda el cumplimiento del contrato estatal no puede proceder a declarar unilateralmente la caducidad del contrato, tampoco puede declarar el incumplimiento del contrato, lo que sí puede es hacer efectivas las garantías constituidas a su favor para garantizar las obligaciones adquiridas con ocasión del respectivo negocio jurídico una vez la entidad aseguradora haya reconocido la existencia del siniestro.

En éste orden de ideas, en tratándose de contratos que se rigen por el derecho privado, cuando una de las partes ha incumplido, la parte cumplida podrá solicitar que se declare el incumplimiento y exigir las garantías constituidas.

7. Caducidad de la acción de controversias contractuales

¹¹⁰ J. O. Santofimio Gamboa, “Tratado de Derecho Administrativo”, Tomo III, Primera Edición Noviembre de 2004, Editorial Universidad Externado de Colombia, Pág. 235.

¹¹¹ Ibídem, Pág. 236

¹¹² Ibídem. Pág. 236.



Sobre la caducidad de la acción se sabe que éste es un fenómeno jurídico que implica la imposibilidad de formular ante la jurisdicción unas determinadas pretensiones habida cuenta de que ha transcurrido el término que perentoriamente ha señalado la ley para ejercitar la correspondiente acción.

La seguridad jurídica y la paz social son las razones que fundamentalmente justifican que el legislador limite desde el punto de vista temporal la posibilidad de aducir ante el juez unas concretas pretensiones y por ello se dice que la caducidad protege intereses de orden general.

Los términos para que opere la caducidad están siempre señalados en la ley y las normas que los contienen son de orden público, razones por las cuales son taxativos y las partes no pueden crear término alguno de caducidad.

La caducidad opera de pleno derecho, es decir que se estructura con el solo hecho de transcurrir el tiempo prefijado para ello, y por lo tanto el juez puede y debe decretarla aún de oficio cuando aparezca que ella ha operado.

La caducidad produce sus efectos frente a todas las personas sin que sea admisible ninguna consideración sobre determinada calidad o condición de alguno de los sujetos que interviene en la relación jurídica o que es titular del interés que se persigue proteger mediante la respectiva acción.

Finalmente la caducidad, precisamente por ser de orden público, no puede ser renunciada, no se suspende y no se interrumpe sino en los limitados casos exceptuados en la ley.

Pues bien, de todas estas características que se han mencionado emerge que una vez que se da el supuesto de hecho que el legislador ha señalado como comienzo del término de caducidad, él indefectiblemente empieza a correr y en ningún caso queda en manos de alguna de las partes la posibilidad de variar el término prefijado en la ley.

Ahora, desde la entrada en vigor del Decreto 1 de 1984, vigente para la época de los hechos, el término de caducidad de la acción contractual del artículo 87 del Código Contencioso Administrativo siempre ha sido de 2 años contados a partir del día siguiente a la ocurrencia de los motivos de hecho o de derecho que les sirvan de fundamento.

En efecto el artículo 136 del Código Contencioso Administrativo señala:



ARTÍCULO 136. Modificado por el art. 23, Decreto Nacional 2304 de 1989, Modificado por el art. 44, Ley 446 de 1998. Caducidad de las acciones:

(...)

10. En las relativas a contratos, el término de caducidad será de dos (2) años que se contará a partir del día siguiente a la ocurrencia de los motivos de hecho o de derecho que les sirvan de fundamento.

En los siguientes contratos, el término de caducidad se contará así:

a) En los de ejecución instantánea, a más tardar dentro de los dos (2) años siguientes a cuando se cumplió o debió cumplirse el objeto del contrato;

b) En los que no requieran de liquidación, a más tardar dentro de los dos (2) años siguientes contados desde la terminación del contrato por cualquier causa;

c) En los que requieran de liquidación y ésta sea efectuada de común acuerdo por las partes, a más tardar dentro de los dos (2) años contados desde la firma del acta;

d) En los que requieran de liquidación y ésta sea efectuada unilateralmente por la administración, a más tardar dentro de los dos (2) años, contados desde la ejecutoria del acto que la apruebe. Si la administración no lo liquidare durante los dos (2) meses siguientes al vencimiento del plazo convenido por las partes o, en su defecto del establecido por la ley, el interesado podrá acudir a la jurisdicción para obtener la liquidación en sede judicial a más tardar dentro de los dos (2) años siguientes al incumplimiento de la obligación de liquidar;

e) La nulidad absoluta del contrato podrá ser alegada por las partes contratantes, por el Ministerio Público o cualquier persona interesada, dentro de los dos (2) años siguientes a su perfeccionamiento. Si el término de vigencia del contrato fuere superior a dos (2) años, el término de caducidad será igual al de su vigencia, sin que en ningún caso exceda de cinco (5) años contados a partir de su perfeccionamiento. En ejercicio de esta acción se dará estricto cumplimiento al artículo 22 de la ley "por la cual se adoptan como legislación permanente algunas normas del Decreto 2651 de 1991, se modifican algunas del Código de Procedimiento Civil, se derogan otras de la Ley 23 de 1991 y del Decreto 2279 de 1989, se modifican y expiden normas del Código Contencioso Administrativo y se dictan otras disposiciones sobre descongestión, eficiencia y acceso a la justicia", y

f) La nulidad relativa del contrato, deberá ser alegada por las partes dentro de los dos (2) años, contados a partir de su perfeccionamiento."

8. Análisis del caso concreto.

En el asunto que aquí se revisa por vía de apelación se tiene que el 2 de agosto de 2002 se celebró entre la Empresa Colombiana de Petróleos - Ecopetrol E.I.C.E. y la sociedad Argosy Energy International Ltda (hoy Gran Tierra Energy Colombia Ltda) ¹¹³ el contrato de asociación "Guayuyaco" para desarrollar el siguiente objeto contractual:

¹¹³ Fls.322-323 y 363-364 C.2: Certificado de Cámara de Comercio de Bogotá de fecha 28 de marzo de 2008 en el que consta: (i) Que mediante escritura pública No. 5323 de 25 de octubre de 1983 se constituyó la Sociedad Argosy Energy International; y (ii) que por medio de escritura



“(…) CLÁUSULA 1.- OBJETO DE ESTE CONTRATO

1.1.- El objeto de este contrato es la exploración del área contratada y la explotación de los hidrocarburos de propiedad nacional que puedan encontrarse en dicha área, descrita en el anexo A que forma parte del presente contrato.

1.2.- De conformidad con el artículo 1º del Decreto No. 2310 de 1974 la exploración y explotación de Hidrocarburos de propiedad nacional está a cargo de **ECOPETROL**, empresa que podrá llevar a cabo dichas actividades directamente o por medio de contratos con particulares. Con base en la mencionada disposición **ECOPETROL** acuerda con la **ASOCIADA** explorar el área contratada y explotar los hidrocarburos que puedan encontrarse en ella, en los términos y condiciones previstos en el presente documento, el Anexo “A”, el Anexo “B” (acuerdo de operación) y el Anexo “C” que forman parte integral de este contrato.

1.3.- Sin perjuicio de lo estipulado en este contrato, se entiende que **LA ASOCIADA** tendrá en los hidrocarburos que se produzcan en el área contratada y en la parte que le corresponda, los mismos derechos y obligaciones que tengan ante la ley colombiana quienes exploten hidrocarburos de propiedad nacional dentro del país.

1.4.- ECOPETROL Y LA ASOCIADA acuerdan que se llevarán a cabo los trabajos de exploración y explotación en los términos de este contrato en los terrenos del área contratada, que repartirán entre sí los costos y riesgos de los mismos en la proporción y términos previstos en este contrato y que los hidrocarburos producidos pertenecerán en las proporciones estipuladas en este contrato a cada parte.

(…)

En el mencionado contrato se pactó un plazo máximo de 27.5 años, distribuidos en hasta 5.5 años para el periodo de exploración, contados desde la fecha efectiva de iniciación que tuvo lugar el 30 de septiembre de 2002, y hasta 22 años para el periodo de explotación¹¹⁴ contados a partir de la fecha de terminación del periodo de exploración¹¹⁵. Al respecto debe anotarse que la controversia contractual presentada ante el contencioso versa sobre el cumplimiento o incumplimiento de las obligaciones económicas derivadas del periodo de exploración.

Ahora, con relación al área contratada, ésta fue denominada “Guayuyaco”, corresponde a 21.191 hectáreas con 5.800 metros cuadrados ubicados en jurisdicciones municipales de Villa Garzón, Puerto Guzmán y Mocoa en el Departamento del Putumayo y Piamonte en el departamento de Cauca, y dentro de ella se encontraban los pozos “Guayuyaco I” y

pública No. 0002088 del 20 de diciembre de 2006, está cambió su nombre por el de Gran Tierra Energy Colombia Ltda

¹¹⁴ Cláusula 4.- definiciones. (...) 4.27.- Periodo de explotación: El tiempo que transcurra desde cuando finalice el periodo de exploración, o el de retención cuando haya lugar a este, hasta el término de este contrato.

¹¹⁵ Capitulo iv – duración del contrato - cláusula 23.- duración máxima.



“Gayuyaco II”, sobre los cuales se planteó el incumplimiento de las obligaciones económicas puesto a consideración de esta Sala de Subsección.

Es así que, con relación a los pozos Guayuyaco I y Gayuyaco II, la demandante consideró que Gran Tierra Energy Colombia Ltda incumplió el contrato de asociación porque de la producción de crudo que se obtuvo en la etapa de pruebas extensas de producción¹¹⁶ llevadas a cabo en el periodo de exploración, no entregó a ECOPETROL el 30% que de dicha producción le correspondía, con fundamento en la cláusula 3.5 del Anexo B, denominado “*acuerdo de operación*” del contrato de asociación “Guayuyaco”, cuyo tenor literal es el siguiente¹¹⁷:

“CLÁUSULA 3.- PRUEBAS EXTENSAS DE PRODUCCIÓN.

*El siguiente es el procedimiento establecido para la ejecución de pruebas extensas de producción en pozos de exploración y para el manejo de los hidrocarburos provenientes de tales pruebas, previas a la aceptación o no de la existencia de un campo comercial por parte de **ECOPETROL**, de conformidad con la cláusula 9 de el (sic) contrato:*

(...)

3.5.- Los volúmenes producidos en las pruebas extensas de producción serán los recuperados del respectivo pozo de exploración en el tiempo máximo de prueba aprobado por el Ministerio de Minas y Energía en el permiso correspondiente, descontando cualquier volumen de los hidrocarburos usado como consumo en las operaciones de las pruebas. La producción restante, después de descontado el porcentaje correspondiente a las regalías, las cuales serán pagadas directamente por **ECOPETROL** será tomada por **LA ASOCIADA** y los ingresos provenientes de la valorización de tales hidrocarburos, al precio de referencia acordado por las partes, serán deducidos de los costos directos de exploración del respectivo pozo de exploración hasta un máximo del treinta por ciento (30%) de tales costos, para efectos de su recuperación o reembolso en el siguiente orden: **i) Costos Directos de Exploración de las Pruebas Extensas de Producción; ii) Costos Directos de Exploración de la perforación y completamiento del respectivo pozo de exploración y iii) Costos Directos de Exploración de los Trabajos de Exploración anteriores a la perforación del respectivo pozo de exploración.** Una vez recuperado el treinta (30%) de los costos directos de exploración, la producción proveniente de las pruebas extensas de producción se distribuirá entre las partes en la proporción de treinta por ciento (30%) para **ECOPETROL** y de setenta por ciento (70%) para **LA ASOCIADA**.

(...)”.

Por su parte, el *A quo* encontró probado que Gran Tierra Energy Colombia Ltda. incumplió parcialmente el contrato de asociación de Guayuyaco, al no deducir el 30% de los costos

¹¹⁶ Cláusula 4.- definiciones. (...) 4.34.- Pruebas extensas de producción: Son las operaciones que se ejecutan en uno o varios pozos de exploración productores con el fin de evaluar las condiciones de producción y comportamiento del o los yacimientos, con instalaciones temporales de producción.

¹¹⁷ Fls.126-174 C.1



directos de exploración sobre la producción total de las pruebas extensas y condenó a la demandada a entregar a Ecopetrol S.A, 44.025 barriles de crudo.

Al respecto, la parte demandada presentó el recurso de apelación por considerar que el tribunal incurrió en errónea interpretación del contrato, específicamente de la cláusula 3.5 del Anexo B, al igual que en una deficiente valoración probatoria. Del mismo modo señaló que no se tuvo en cuenta el rompimiento del equilibrio económico del contrato.

Asimismo, las apelantes reiteraron las excepciones propuestas en las contestaciones a la demanda, especialmente la correspondiente a la caducidad de la acción, sobre lo cual se entra a decidir:

8.1 Caducidad de la acción de controversias contractuales en el caso concreto:

Como se dijo en las consideraciones teóricas de esta providencia la caducidad de la acción es un fenómeno jurídico que implica la imposibilidad de formular ante la jurisdicción unas determinadas pretensiones habida cuenta de que ha transcurrido el término que perentoriamente ha señalado la ley para ejercitar la correspondiente acción.

Para el efecto el artículo 136 del Código Contencioso Administrativo señala que el término de caducidad en la acción de controversias contractuales es de 2 años que se cuentan a partir del día siguiente a la ocurrencia de los motivos de hecho o de derecho que les sirvan de fundamento.

En el *sub examine* la demandante funda sus pretensiones en el incumplimiento en que incurrió Gran Tierra Energy Colombia Ltda frente a las obligaciones contenidas en la cláusula 3.5 del Anexo B del contrato de asociación “Guayuyaco”, esto es, en la distribución entre las partes, en la proporción de 30% para ECOPETROL y de 70% para la asociada (demandada), de la valorización de la producción de crudo obtenida durante el desarrollo de las pruebas extensas de producción adelantadas en el periodo de exploración.

La pregunta que al respecto debe hacerse la Sala para determinar a partir de cuándo se cuenta el término de caducidad de la acción en el caso concreto es ¿en qué momento se hizo exigible el cumplimiento de dicha obligación?

Sobre el punto la demanda manifestó que:



Acción contractual – Exp.48.061
De: Ecopetrol S.A
Contra: Gran Tierra Energy Colombia Ltda.

1. En lo relacionado con el pozo Guayuyaco I, ECOPETROL debió comenzar a recibir su correspondiente porcentaje de participación en la producción obtenida durante las pruebas extensas a partir del 1 de junio de 2005.

2. Con relación al pozo Guayuyaco II, ECOPETROL debió comenzar a recibir su correspondiente porcentaje de participación en la producción obtenida durante las pruebas extensas a partir del 1 de noviembre de 2005.

En razón a lo anterior, la contestación a la demandada solicitó que el término de caducidad de los dos años legalmente establecidos para la caducidad de la acción de controversias contractuales se contabilizara desde las fechas señaladas por la demandante por cuanto ésta considera que fue a partir de ese momento que la Asociada terminó de descontar el 30% de los costos directos de exploración y debió distribuir la valorización de la producción.

Sin embargo, la parte demandada sostiene que la distribución correspondiente al pozo Guayuyaco I debió hacerse a partir de septiembre de 2005 y la correspondiente al pozo Guayuyaco II, para la fecha de contestación de la demanda, aún no se había hecho exigible.

Para la Sala ninguna de las 4 fechas señaladas por las partes es adecuada para iniciar el cómputo del término de caducidad, en primer lugar, porque no hay certeza respecto de ellas y adicionalmente, porque lo importante no es a partir de cuándo “debió comenzar ECOPETROL a recibir su porcentaje de participación en la producción obtenida” sino hasta cuando debía recibir ese porcentaje ya que sería en este momento en que el daño producido con el incumplimiento se concretaría, razón por la cual el artículo 136 del C.C.A. dispone que el término se cuente “a partir del día siguiente a la ocurrencia de los motivos de hecho o de derecho que les sirvan de fundamento”, porque al día siguiente el daño se concreta y existe certeza de él.

Sin embargo, en el caso de autos se trata de una obligación de trato sucesivo que debió ejecutarse durante el periodo de exploración y, específicamente, durante la realización de las pruebas extensas en cada uno de los pozos.

Al respecto se tiene, en cuanto a las pruebas extensas realizadas en el yacimiento Guayuyaco I, que en oficio del 1º de abril de 2004, el Ministerio de Minas y Energía le



informó a LA ASOCIADA que se encontraba aprobada la prueba extensa de producción para el pozo Guayuyaco-1, hasta el día 30 de septiembre de 2005¹¹⁸.

Del mismo modo, con relación al pozo Guayuyaco II, obra el oficio GG-155 de 13 de octubre de 2005, por medio del cual LA ASOCIADA le solicitó al Ministerio de Minas y Energía la aprobación para realizar las pruebas extensas en dicho yacimiento, hasta el 31 de enero de 2006¹¹⁹.

Lo anterior es coincidente con el informe de avance No. 1 presentado por LA ASOCIADA el 9 de diciembre de 2005, donde ratifica que *“el periodo de prueba extensa de producción del pozo Guayuyaco 2 se extenderá entre el 28 de octubre de 2005 y el 31 de enero de 2006”*¹²⁰.

Ahora bien, pese a las fechas de culminación de las pruebas extensas llevadas a cabo en el periodo de exploración, la Sala observa que mediante oficio VEX No. 1113 del 28 de diciembre de 2005 Ecopetrol S.A le comunicó a LA ASOCIADA¹²¹ que *“basada en los resultados de la perforación de los pozos exploratorios Guayuyaco-1 y Guayuyaco-2, nos permitimos manifestarles que de conformidad con la autorización emitida por la Junta Directiva de la Empresa en su sesión No. 044 del 15 de diciembre de 2005, ECOPETROL S.A., aceptó la comercialidad para el campo de la referencia en un área de 130 acres para la estructura definida por las formaciones Villeta y Caballos (...)”*.

Asimismo, en Acta de Comité No. 1 del 31 de enero de 2006¹²², luego de establecer la aceptación de comercialidad de los yacimientos, LA ASOCIADA presentó *el resumen de las operaciones desarrolladas durante el año 2005* (punto 3.5). Aquí cada una de las partes defendió su posición con relación a la producción durante las pruebas extensas de ambos pozos y LA ASOCIADA *“manifestó que ésta trabajando sobre el tema y en los próximos días presentará a la Vicepresidencia de Exploración de ECOPETROL S.A la respuesta a la comunicación de noviembre con una propuesta ajustada al contrato de asociación y que permita llegar a un acuerdo sobre el manejo de la producción durante las pruebas extensas”*.

En atención a lo anterior, “El Comité Ejecutivo acordó que hasta tanto se defina oficialmente el tema de reembolso, la distribución de la producción contada a partir del 28

¹¹⁸ Fls.392-393 C.2 y 21 C.1 (pruebas)

¹¹⁹ Fls.546 C.3

¹²⁰ Fls.512-529 C.3

¹²¹ Fls.274 C.2

¹²² Fls.186-192 C.1, 209-211 C.2 y 1777-1782 C.9 (pruebas)



de diciembre de 2005, fecha de aceptación de la comercialidad, sea después de regalías 70% para la Asociada y 30% para ECOPETROL S.A de acuerdo con lo estipulado en la cláusula 3.5 del anexo B del contrato de asociación Guayuyaco. En todo caso, el Comité solicitó al operador el envío de las cifras definitivas de ingresos y egresos con corte al 28 de diciembre de 2005 (fecha en la cual se otorgó la comercialidad) para establecer el balance final de reembolso”

Visto lo anterior, la Sala observa que en Comité Ejecutivo que se encuentra compuesto por un miembro principal y dos suplentes de cada una de las co-contratantes¹²³ y cuyas decisiones son obligatorias y definitivas para las partes¹²⁴, ante el desacuerdo presentado en la distribución de la producción obtenida en la etapa de pruebas extensas de la exploración, LA ASOCIADA y ECOPETROL acordaron iniciar un nuevo compute de la producción a partir del 28 de diciembre de 2005, fecha en la cual fue aceptada la comercialidad de los yacimientos, y pactaron dar inicio a la distribución de dicha producción, directamente después de regalías, esto es, sin descontar el porcentaje de recuperación o reembolso dispuesto en la cláusula 3.5 del Anexo B cuya aplicación es el eje central de la discusión presentada en sede judicial.

Entonces, en consideración a que las mismas partes adoptaron como fecha de corte para zanjar la discusión, el 28 de diciembre de 2005, la Sala también considera adecuada dicha fecha para iniciar el compute del término de caducidad, y teniendo en cuenta que la demanda fue presentada el 13 de diciembre de 2007, es decir antes del vencimiento de los 2 años legalmente dispuestos para el efecto, la Sala negará la excepción de caducidad de la Acción presentada por la demandada.

Es de resaltar que la Sala encuentra ajustado el pronunciamiento que al respecto efectuó el Tribunal de Primera Instancia, quien para iniciar el compute de la caducidad tuvo en cuenta que el desacuerdo sobre la aplicación de la cláusula 3.5 del anexo B del contrato de asociación Guayuyaco se delimitó al 28 de diciembre de 2005, fecha en que se concedió la comercialidad del yacimiento y a partir de la cual se distribuyó la producción en los porcentajes pactados.

¹²³ Cláusula 18.1: Dentro de los treinta (30) días calendario siguientes a la aceptación de la existencia del primer Yacimiento Comercial, cada parte debe nombrar un representantes y sus correspondientes primero y segundo suplente, para integrar el Comité Ejecutivo (...) 18.2 El Comité Ejecutivo celebrar{a reuniones ordinarias durante los meses de marzo, julio y noviembre (...) 18.3 Las partes y el operador podrán solicitar que se convoque a reuniones especiales del Comité Ejecutivo para analizar condiciones específicas de la operación (...) 18.4 El representante de cada una de las Partes tendrá en todos los asuntos discutidos en el Comité Ejecutivo, un voto equivalente al porcentaje de sus intereses totales en la operación conjunta. (...)

¹²⁴ Inciso 2º de la cláusula 18.4 “Todas las decisiones adoptadas por el Comité Ejecutivo, de acuerdo con el procedimiento enunciado en esta cláusula, serán obligatorias y definitivas tanto para las partes como para el operador.”



8.2 Nulidad absoluta de la cláusula 3.5 del anexo B del contrato de Asociación “Guayuyaco”

La Sala observa que, de una parte, la demandante solicitó la declaratoria de la validez del contrato celebrado entre Ecopetrol S.A y la sociedad demandada, especialmente, de la cláusula 3.5 del anexo B del mencionado negocio jurídico.

En oposición, la demandada excepcionó la nulidad de la cláusula 3.5 del anexo B del contrato, en consideración a que la forma en que se encuentra redactada es abusiva y contraría a la buena fe y los usos y buenas prácticas de la industria petrolera y rompe el equilibrio económico contractual del contrato principal.

Por la omisión de solemnidades pedidas por la Ley para la validez del acto en atención a su naturaleza.

Asimismo, se itera que la nulidad absoluta se produce por objeto ilícito, causa ilícita, por incapacidad absoluta de alguna de las partes y por la omisión de alguna de las solemnidades que la ley pida para la validez del acto en consideración a su naturaleza y no a la calidad o estado de las partes que lo celebran.

En el caso de autos se prevé que la excepcionante, aunque dice formular el cargo por nulidad de la cláusula 3.5 del Acuerdo de Operaciones del Contrato de Asociación por ella suscrito, expone como argumentos de su excepción razones que no se identifican con las causales de nulidad antes señaladas.

En efecto, no especifica, ni la Sala advierte, una norma de carácter imperativo que resulte vulnerada con el acuerdo de voluntades y, aunque sostiene que la cláusula es abusiva y contraria a las buenas costumbres, tampoco trae al proceso la prueba de la costumbre, los usos o las buenas prácticas de la industria petrolera que resultan afectadas y, mucho menos, demuestra la existencia de un objeto o causa ilícita, una incapacidad absoluta en alguna de las partes o la ausencia de un requisito para la validez de la cláusula.

Sobre los requisitos para la validez de las cláusulas del contrato de asociación suscrito por ECOPETROL para la exploración y explotación de hidrocarburos, debe preverse, como antes se dijo, que el artículo 1º, inciso 2º del Decreto 2310 de 1974 – Código de Petróleos requiere la aprobación mediante resolución del Ministerio de Minas y Energía del clausulado contractual.



Aunque dicha resolución no obra en el plenario, la Sala prevé, como adelante se mostrará, que los documentos y actas de Comité Ejecutivo allegados al plenario hacen alusión a la existencia de dicha aprobación y este no fue un motivo de nulidad en la excepción propuesta.

Así las cosas, la Sala no encuentra configurado vicio alguno de nulidad que invalide la cláusula 3.5 del Anexo B – Acuerdo de Operaciones del Contrato de Asociación suscrito entre ECOPETROL y LA ASOCIADA, en razón a lo cual declarará la validez de la misma y revisará los cargos expuestos en sede de interpretación del contrato.

8.3 Interpretación del contrato de asociación petrolera, especialmente, de la cláusula 3.5 del Anexo B – Acuerdo de Operaciones.

En cuanto se trata de precisar los derechos y las obligaciones que surgen en favor y a cargo de cada una de las partes en razón del contrato de asociación petrolera entre ellas celebrado, específicamente, en lo que respecta a las obligaciones derivadas de la cláusula 3.5 del Anexo B – Acuerdo de Operaciones, la Sala procederá a interpretar su contenido a fin de constatar el acuerdo al que llegaron las partes y verificar los efectos que ellas mismas le señalaron.

8.3.1 Texto de la cláusula discutida – 3.5 del Anexo B – Acuerdo de Operaciones

Entonces, como en este escenario la primera pregunta que debe plantearse el juzgador es ¿qué fue lo que convinieron las partes?, en primer lugar se acudirá a texto de la misma:

“CLÁUSULA 3.- PRUEBAS EXTENSAS DE PRODUCCIÓN.

El siguiente es el procedimiento establecido para la ejecución de pruebas extensas de producción en pozos de exploración y para el manejo de los hidrocarburos provenientes de tales pruebas, previas a la aceptación o no de la existencia de un campo comercial por parte de ECOPETROL, de conformidad con la cláusula 9 de el (sic) contrato:

(...)

3.5.- *Los volúmenes producidos en las pruebas extensas de producción serán los recuperados del respectivo pozo de exploración en el tiempo máximo de prueba aprobado por el Ministerio de Minas y Energía en el permiso correspondiente, descontando cualquier volumen de los hidrocarburos usado como consumo en las operaciones de las pruebas. La producción restante, después de descontado el porcentaje correspondiente a las regalías, las cuales serán pagadas directamente por ECOPETROL será tomada por LA ASOCIADA y los ingresos provenientes de la valorización de tales hidrocarburos, al precio de referencia acordado por las*



*partes, serán deducidos de los costos directos de exploración del respectivo pozo de exploración hasta un máximo del treinta por ciento (30%) de tales costos, para efectos de su recuperación o reembolso en el siguiente orden: i) Costos Directos de Exploración de las Pruebas Extensas de Producción; ii) Costos Directos de Exploración de la perforación y completamiento del respectivo pozo de exploración y iii) Costos Directos de Exploración de los Trabajos de Exploración anteriores a la perforación del respectivo pozo de exploración. Una vez recuperado el treinta (30%) de los costos directos de exploración, la producción proveniente de las pruebas extensas de producción se distribuirá entre las partes en la proporción de treinta por ciento (30%) para **ECOPETROL** y de setenta por ciento (70%) para **LA ASOCIADA**. (...).*

8.3.2 Valoración probatoria frente al desacuerdo en el alcance y contenido de la cláusula 3.5 del Anexo B – Acuerdo de Operaciones

Resulta también importante verificar qué fue lo que entendieron las partes frente al texto de la cláusula, para a la final vislumbrar el verdadero alcance y resolver las discrepancias presentadas. Al efecto, obra dentro del plenario el siguiente material probatorio:

- Oficio No. 000501 del 24 de mayo de 2005 mediante el cual Ecopetrol S.A le puso de presente a LA ASOCIADA lo siguiente¹²⁵:

“(...) De acuerdo con la información presentada por ustedes, entendemos que la diferencia entre los ingresos obtenidos y los desembolsos efectuados es de KUS\$825.7, suma imputable al reembolso de los costos directos de exploración, de conformidad con la cláusula 3 del Anexo B del citado contrato de Asociación Guayuyaco. Según nuestros estimativos iniciales, este reembolso se encontraría próximo al 30% y consecuentemente a partir de este momento Ecopetrol debe comenzar a recibir su correspondiente porcentaje de participación en la producción.

Por lo tanto, proponemos comenzar a distribuir la producción obtenida de las pruebas extensas del pozo Guayuyaco-1, después de regalías en la proporción de 70% para la Asociada y 30% para Ecopetrol a partir del 1º de junio de 2005, quedando pendiente la revisión del estado de reembolso a fin de efectuar los ajustes correspondientes y coordinar con ustedes lo pertinente, en conjunto con el equipo de la Gerencia Regional Sur de la Vicepresidencia de Producción de Ecopetrol”.

- Oficio GG-89 de 8 de julio de 2005 por medio del cual LA ASOCIADA dio respuesta al oficio de 24 de mayo de 2005 proferido por Ecopetrol en los siguientes términos¹²⁶:

“(...) Lo expresado por ustedes conduciría a que debiera imputarse al reembolso del 30% de los costos de las pruebas extensas de producción de dicho pozo el

¹²⁵ Fls.302-303 C.2 y 1813-1814 C.10 (pruebas)

¹²⁶ Fls.276-284 C.2 y 1815-1823 C.10 (pruebas)



100% de la producción obtenida en tales pruebas, como si esa producción fuera en su totalidad propiedad de Ecopetrol S.A.

Nosotros consideramos que la producción obtenida en las pruebas debe ser distribuida entre las partes en las proporciones establecidas en el contrato de asociación, a saber, 30% para Ecopetrol y 70% para la Asociada, porque de otra manera se generaría un beneficio injustificado para Ecopetrol en detrimento de la Asociada.

(...)

5. La regla de distribución, en las proporciones de 30% para Ecopetrol y 70% para la Asociada, de la producción de hidrocarburos que se obtenga en desarrollo del contrato es predicable de toda la producción, vale decir, no sólo de aquella que se obtenga durante el periodo de explotación, sino también de la obtenida en el periodo de exploración y más concretamente durante las pruebas extensas de producción que se realizan en este periodo.

Si bien es cierto que los contratos de asociación petrolera están estructurados en dos periodos independientes, el de exploración y el de explotación y que prevén que es principalmente en el segundo de ellos cuando tiene lugar la producción de hidrocarburos que debe distribuirse entre las partes en las proporciones pactadas, no es menos cierto que en las pruebas extensas de producción que se llevan a cabo en el periodo de exploración se obtiene inevitablemente alguna producción. Como ya no se trata de hidrocarburos in situ o en el subsuelo, que por mandato constitucional son propiedad de la Nación, la respectiva producción y los ingresos monetarios que de la disposición de ella se perciban deben pertenecer a las partes en el contrato, en las proporciones establecidas por ellas al efecto.

Mal podría considerarse que el petróleo producido en las pruebas extensas de producción deja de ser producción o pierde ese carácter por el hecho de ser obtenido durante el periodo de exploración. En su condición de producción, a los hidrocarburos que se obtengan durante las mencionadas pruebas deben serles aplicadas las estipulaciones contractuales sobre distribución de la producción entre las partes, 30% para ECOPETROL y 70% para la Asociada.

6.- Encontramos que cuando ECOPETROL plantea, como lo hace en la comunicación VEZ No.000501 del 24 de mayo de 2005, que la diferencia entre los ingresos obtenidos y los desembolsos efectuados en las pruebas extensas de producción del pozo Guayuyaco-1 deba imputarse en su totalidad al reembolso de los costos directos de exploración, está entendiendo que el 100% de la producción obtenida en tales pruebas le pertenece a ECOPETROL. Al ser de su propiedad, los ingresos provenientes de la producción deberían destinarse a cubrir el 30% de los costos que a esta empresa le corresponde reembolsar.

Este entendimiento del numeral 3.5 de la cláusula 3ª del Acuerdo de Operación (anexo B) del contrato de asociación nos parece equivocado porque se opone a las demás estipulaciones contractuales. De acuerdo con éstas, el reembolso de costos que le corresponde efectuar a ECOPETROL debe hacerse solamente con el 30% de la producción de las pruebas extensas que le pertenece, mientras que el 70% de dicha producción es propiedad de la Asociada.

(...)

Las proporciones establecidas en el contrato son las señaladas en la cláusula 14, esto es, después de regalías, el 30% para ECOPETROL y el 70% para la Asociada.



La producción obtenida en las pruebas extensas de producción debe ser, entonces, distribuida entre las partes en esas mismas proporciones y también en éstas se efectuará el reembolso o recuperación para cada una de ellas de los costos en que se haya incurrido con ocasión de tales pruebas (30% ECOPETROL, 70% la Asociada). (...).

- Oficios DIJ – VEZ-036 de 16 de mayo de 2005¹²⁷, DIJ – VEX -049 de 27 de julio de 2005¹²⁸ y VEX No. 001011 de 23 de noviembre de 2005¹²⁹ a través de los cuales Ecopetrol S.A se dirigió a la “Gerencia de Desarrollo de Negocios” y a la ASOCIADA, en el siguiente sentido:

“(...) Tal como lo afirma la asociada, la cláusula 14 del contrato se aplica a la distribución de los hidrocarburos producidos en desarrollo del contrato de asociación, con la única excepción de aquellas circunstancias en las que expresamente y por su condición de situaciones particulares y especiales se haya convenido otra cosa. La situación que se origina en la producción correspondiente al desarrollo de pruebas extensas de producción es una situación particular y especial convenida expresamente en el contrato. Así está pactado en la cláusula 3 del Anexo B y corresponde a un evento específico en el desarrollo de la etapa de exploración del contrato de asociación, en el cual existe producción a pesar de que no haya sido declarada la comercialidad o el solo riesgo.

En este sentido, la cláusula en discusión es clara, al establecer que una vez aceptada la iniciación de las pruebas extensas de producción, la Asociada puede tomar todos los hidrocarburos producidos, previo descuento de cualquier volumen usado como consumo en las operaciones de dichas pruebas y de los volúmenes correspondientes al pago de las regalías.

(...)

La interpretación realizada por Ecopetrol no es aislada, y por el contrario, es consistente con el tratamiento que se le da al reembolso en el caso de solo riesgo. A juicio de Ecopetrol, la cláusula 3 del anexo B es absolutamente clara y no admite interpretación. En ese sentido, no es aceptable la posición de la Asociada en cuanto a que se están generando consecuencias insospechadas, pues las consecuencias que Ecopetrol pretende son literales en la cláusula y no surgen de su interpretación unilateral.

(...).

- Acta del Comité Ejecutivo No.1 suscrita el 31 de enero de 2006, de la cual se extrae¹³⁰:

“3.- EXPLOTACIÓN

3.1.- Resumen operaciones 2005

¹²⁷ Fls.417-424 C.3 y 2349-2362 C.12 (pruebas)

¹²⁸ Fls.296-301 C.2 y 2357-2362 C.12 (pruebas)

¹²⁹ Fls.270-273 C.2, 499-502 C.3 y 2343-2348 C.12 (pruebas)

¹³⁰ Fls.186-192 C.1, 209-211 C.2 y 1777-1782 C.9 (pruebas)



Argosy presentó el resumen de las operaciones desarrolladas durante el año 2005, periodo en el cual se perforaron los pozos Guayuyaco 1 y 2, se realizaron las pruebas extensas de producción de ambos pozos (...).

6.- PRODUCCIÓN DURANTE LAS PRUEBAS EXTENSAS

ECOPETROL S.A de acuerdo a la comunicación VEZ 001011 del 23 de noviembre de 2005, por medio de la cual se ratificó su posición frente a la interpretación de la cláusula 3 numeral 3.5 del anexo B del contrato de asociación Guayuyaco, solicita a ARGOSY ENERGY INTERNATIONAL la devolución de la producción tomada por la Asociada, después de cumplido el reembolso del 30% de los costos directos de exploración del campo Guayuyaco.

ARGOSY manifestó que el tema de la interpretación del contrato con relación al manejo de las pruebas extensas de producción se viene manejando desde la fase de exploración del contrato, antes de la comercialidad y por lo tanto a través de la Vicepresidencia de Exploración de ECOPETROL según lo establece el contrato.

Para información del Comité Ejecutivo, manifestó que en concepto de ARGOSY, la producción de los dos pozos se ha manejado según lo establece el contrato, es decir, se ha realizado una distribución 70% para la Asociada y 30% para ECOPETROL. La participación de ECOPETROL se ha acreditado al reembolso y una vez alcanzado el mismo, se empezó la distribución de la producción. Este fue el caso para el pozo Guayuyaco -1. Por su parte el pozo Guayuyaco – 2 aún se encuentra en fase de reembolso.

ARGOSY manifestó que ésta trabajando sobre el tema y en los próximos días presentará a la Vicepresidencia de Exploración de ECOPETROL S.A la respuesta a la comunicación de noviembre con una propuesta ajustada al contrato de asociación y que permita llegar a un acuerdo sobre el manejo de la producción durante las pruebas extensas.

De su parte ECOPETROL S.A manifestó que el contrato de asociación Guayuyaco, no estipula el manejo exclusivo de los temas por parte de las dependencias de ECOPETROL S.A.

El Comité Ejecutivo acordó que hasta tanto se defina oficialmente el tema de reembolso, la distribución de la producción contada a partir del 28 de diciembre de 2005, fecha de aceptación de la comercialidad, sea después de regalías 70% para la Asociada y 30% para ECOPETROL S.A de acuerdo con lo estipulado en la cláusula 3.5 del anexo B del contrato de asociación Guayuyaco. En todo caso, el Comité solicitó al operador el envío de las cifras definitivas de ingresos y egresos con corte al 28 de diciembre de 2005 (fecha en la cual se otorgó la comercialidad) para establecer el balance final de reembolso.
(...)"

- Oficio GG-24-2006 de 21 de febrero de 2006 mediante el cual LA ASOCIADA le informó a ECOPETROL lo siguiente¹³¹:

¹³¹ Fls.287-291 C.2, 614-617 C.4 y 1824-1827 C.10 (pruebas)



“(…) Presentamos a continuación el análisis de la aplicación de esta interpretación para el caso del pozo Guayuyaco-1 a 31 de diciembre de 2005, cuyo detalle se muestra en la tabla-1. En la medida en que – después de regalías- los referidos ingresos fueron de US\$9.020.679 y que los costos directos de exploración ascendieron a la suma de US\$6.411.261 (incluyendo el costo de las pruebas extensas), el 30% en el que como máximo deberán ser deducidos los ingresos de estos costos es la cantidad de US\$1.923.378. Este valor constituye el tope en el que pueden ser pagados los costos con la producción de las pruebas extensas. El saldo pendiente de recuperación por la Asociada y de reembolso por ECOPETROL del respectivo pozo, es decir el 70% de los costos directos de exploración (US\$4.487.883) será objeto de recuperación y de reembolso después de declarada la comercialidad en los términos previstos de la cláusula 9ª del contrato de asociación Guayuyaco.

Efectivamente, cuando el numeral 3.5 de la cláusula 3ª del anexo B del contrato señala que “la producción restante...será tomada por LA ASOCIADA y los ingresos provenientes de la valorización de tales hidrocarburos...serán deducidos de los costos directos de exploración del respectivo pozo de exploración hasta un máximo del treinta por ciento (30%) de tales costos...” está atribuyendo a este 30% el carácter de tope o límite en el cual dichos ingresos pueden ser deducidos de los costos directos de exploración. Este límite constituye el máximo hasta donde pueden llegar la recuperación y el reembolso de tales costos con la producción obtenida durante las pruebas extensas, por lo cual a ninguna de las partes le está permitido deducir de los costos directos de exploración la totalidad de los ingresos originados en la producción puesto que con ello se excedería el tope hasta el cual está contractualmente autorizada la deducción.

La recuperación o reembolso, con la producción obtenida en las pruebas extensas, de hasta el 30% de los costos se imputará a cada una de las partes en las proporciones estipuladas en el contrato.

De esta manera, ECOPETROL participará con el 30% a título de reembolso y la Asociada con el 70% a título de recuperación, es decir, con US\$577.013 y US\$1.346.365 respectivamente.

Es perfectamente claro que el numeral 3.5 de la cláusula 3ª del anexo B no modifica los porcentajes de participación de las partes en el contrato (30% ECOPETROL, 70% la Asociada). Por tal razón e independientemente de la cantidad de producción que deba ser empleada en la recuperación o reembolso de hasta el 30% de los costos directos de exploración del pozo exploratorio, en la respectiva deducción el reembolso de ECOPETROL será siempre del 30%. Lo anterior, significa que con la producción de las pruebas extensas que se destina a la recuperación o reembolso de hasta el 30% de los costos la empresa estatal estará pagando el 9% de dicho 30% autorizado como tope o límite máximo de deducción de costos.

Durante la fase de pruebas extensas y una vez alcanzada la recuperación o reembolso de hasta el 30% de los mencionados costos directos de exploración, la producción después de regalías será distribuida entre las partes en las proporciones contractuales, es decir, 70% para la Asociada y 30% para ECOPETROL.

(...)



*Para finalizar, consideramos que la alternativa que estamos presentando después del análisis de su comunicación, se ajusta a los términos del contrato y sus anexos, mantiene la equidad y beneficia a ECOPETROL, a la asociada y a la Asociación misma. ECOPETROL se favorece porque recibiría ingresos anticipados desde el momento mismo de las pruebas extensas, no obstante no haber participado en el desembolso de los costos directos de exploración. Asimismo ARGOSY como Asociada, recuperaría los saldos del respectivo pozo pendientes de reponer durante la fase de explotación del campo. Con este mecanismo, además, se preserva para las partes el derecho a participar en la producción en los términos y condiciones fijados en el contrato, es decir, 30% para ECOPETROL y 70% para la Asociada.
(...)”.*

- Acta del Comité Ejecutivo No. 3 de fecha 17 de agosto de 2006, mediante la cual se aprobó el Acta No. 2 del 31 de enero del mismo año y además se dijo¹³²:

“(...)”

5.0 DESACUERDO REEMBOLSO COSTOS DIRECTOS DE EXPLORACIÓN.

ARGOSY informó al Comité Ejecutivo que actualmente se encuentra a la espera de la revisión, por parte de su casa matriz, del texto del documento para declarar el desacuerdo en el reembolso de los costos directos de exploración e indicó que una vez obtenga la respuesta propondrá la celebración de un Comité Ejecutivo Extraordinario, con el fin de establecer formalmente el desacuerdo entre las partes y proceder con la última instancia que contempla el contrato para la resolución de este tipo de conflictos.

*El Comité Ejecutivo acordó que se continuará distribuyendo la producción 30% ECOPETROL S.A. y 70% para ARGOSY, dando alcance a lo establecido en el Comité Ejecutivo No. 1 de enero 3 de 2006, hasta tanto se resuelva el desacuerdo
(...)”.*

- Acta del Comité Ejecutivo No. 4 del 20 de noviembre de 2006, de la cual se extrae¹³³:

“(...) ECOPETROL S.A. manifestó que a través de su comunicación VEX – 376 de abril 28 de 2006, se dio alcance a la comunicación de ARGOSY GG-24-06 del 21 de febrero de 2006, coordinando una reunión entre las partes para el día 5 de mayo de 2006, con el fin de ampliar los planteamientos e intercambiar argumentos que permitiesen aclarar el tema del reembolso de los costos directos de exploración con corte a diciembre 28 de 2005, en particular sobre la interpretación de las cláusulas 9.2.1 y 3.5 (ésta última del anexo B) del contrato de asociación Guayuyaco.

(...)”

II. DESACUERDOS

1.- Posición de ECOPETROL S.A

¹³² Fls.212-218, 231-240 C.2 y 1783-1789 C.9 (pruebas)

¹³³ Fls.264-269 C.2, 670-672 C.4 y 1790-1795 C.9 (pruebas)



Acción contractual – Exp.48.061
De: Ecopetrol S.A
Contra: Gran Tierra Energy Colombia Ltda.

ECOPETROL S.A manifestó que de acuerdo con lo estipulado en la cláusula 3.5 del anexo B del contrato de asociación Guayuyaco, la valorización de la producción obtenida durante el desarrollo de pruebas extensas, después de descontado el porcentaje correspondiente a regalías, fue suficiente para que la Asociada se reembolsara al final del periodo pre- comercial **US\$3.803.360**, es decir, el 30% de los costos directos de exploración ($US\$12.677.867 \times 30\%$).

La producción valorizada de pruebas extensas requerida para alcanzar **US\$3.803.360** al finalizar el periodo pre – comercial, fue de 86.466 barriles (anexo 2).

Una vez que la asociada recuperó el 30% de los costos directos de exploración (**US\$3.803.360**), la producción proveniente de las pruebas extensas se debe distribuir entre las partes en la proporción del treinta por ciento (30%) ECOPETROL S.A y setenta por ciento (70%) para la Asociada, como lo presenta el cuadro 1.

Por lo cual, le corresponden a ECOPETROL S.A., **68.276 barriles** y a la Asociada **159.310 barriles**.

Como la Asociada entregó a ECOPETROL S.A **23.337 barriles** de la producción de pruebas extensas obtenida durante los meses de septiembre a diciembre de 2005 del pozo Guayuyaco-1, la Asociada le debe a ECOPETROL S.A., la diferencia entre: la producción que debió recibir por su participación en la producción obtenida de pruebas extensas (**68.276 barriles**) y los volúmenes entregados por la Asociada (**23.337 barriles**), es decir **44.939 barriles** ($68.276 \text{ Bls} - 23.337 \text{ Bls}$).

CUADRO 1.- Resumen cifras posición ECOPETROL S.A	
DETALLE	BARRILES
Producción bruta	344.883
Menos: Pérdidas	450
Menos: Regalías	27.591
Menos: Inventario final	2.789
Subtotal producción bombeada a Santana	314.053
Menos: 30% equivalente a los costos directos de exploración	86.466
Saldo producción a distribuir	227.587
ECOPETROL S.A. (30%)	68.276
ARGOSY (70%)	159.310

2.- Posición de la Asociada:

Por su parte, ARGOSY manifiesta que de acuerdo con la cláusula 3.5 del anexo B del contrato de asociación Guayuyaco, cuando la producción acumulada obtenida durante las pruebas extensas alcanzó **US\$3.803.360** (equivalentes a 86.466 barriles, según anexo 2), la Asociada recibió **US\$2.662.352** a título de recuperación de la inversión y **US\$1.141.008** por concepto de reembolso, es decir que del 30% de los costos directos de exploración de las pruebas extensas de producción y de los costos directos de perforación y completamiento de los pozos Guayuyaco-1 y Guayuyaco-2 (**US\$3.803.360**) a que la Asociada tiene derecho por



Acción contractual – Exp.48.061
De: Ecopetrol S.A
Contra: Gran Tierra Energy Colombia Ltda.

concepto de reembolso durante la etapa pre- comercial, ECOPETROL ha pagado solamente el 30% (US\$3.803.360 X 30% = US\$1.141.008).

De esta forma, ECOPETROL le debe a ARGOSY la suma de **US\$973.748** como saldo de reembolso previo a la comercialidad, de acuerdo con el siguiente detalle:

CUADRO 2 – Resumen cifras posición ARGOSY		
DETALLE	TOTAL US\$	PARTICIPACIÓN ECOPETROL 30% US\$
Ingreso ventas pruebas extensas (informe de auditoría)	14.401.151	4.320.345
Menos: Entregas a Ecopetrol Guayuyaco 1		1.121.048
Menos: Costos Directos de Exploración (informe de auditoría)	13.910.151	4.173.045
Saldo a cargo de Ecopetrol		973.748

3.- En síntesis el desacuerdo entre las partes radica en:

i) Para ECOPETROL S.A., la asociada ya obtuvo el reembolso a que tiene derecho en la etapa pre- comercial, equivalente a US\$3.803.360 (30% de los costos directos de exploración de las pruebas extensas de producción y los costos directos de perforación y completamiento de los pozos Guayuyaco-1 y Guayuyaco-2); y para ARGOSY, ECOPETROL S.A. aún le debe US\$973.748 (ver cuadro 2), por concepto de reembolso de los costos directos de exploración de la etapa pre-comercial, una vez comparados los ingresos totales obtenidos en la prueba extensa, los costos directos totales incurridos y las entregas a ECOPETROL durante dicha prueba.

ii) ECOPETROL S.A manifiesta que de acuerdo con lo establecido en la cláusula 3.5 del anexo B del contrato de asociación Guayuyaco, la Asociada le debe 44.939 barriles de la producción obtenida durante pruebas extensas, los cuales deben ser entregados con producción.
(...).

- Oficio GG-338 de 5 de junio de 2007 dirigido por la ASOCIADA a Ecopetrol S.A., en el que, con relación a la cláusula 3.5 del Anexo B, manifiesta¹³⁴:

“(…) En aplicación de esta cláusula, ECOPETROL ha venido tomando el 100% de la propiedad del crudo inicialmente extraído para reembolsar los costos de exploración, cuando lo estipulado en el contrato es que ECOPETROL le corresponde tomar el 30% del crudo extraído para reembolsar los costos directos de exploración. Como resultado de esta aplicación, ECOPETROL ha reembolsado únicamente el 9% de los costos directos de exploración, quedando pendiente un 21% que equivale a USD973.748 a favor de Gran Tierra Energy Colombia Ltda.
(...).

¹³⁴ Fls.293-295 C.2 y 1811- 1812 C.10 (pruebas)



De otra parte la Sala, en aras de los argumentos expuestos por el apelante frente a la valoración de las pruebas testimoniales, quiere citar los apartes de los testimonios que pueden aportar luces a la discusión planteada, a saber:

- Testimonio de Edgar Augusto Cruz Forero rendido el 8 de diciembre de 2008 quien afirmó ser el Gerente Financiero de la ASOCIADA – hoy Gran Tierra Energy Colombia Ltda., desde el 23 de agosto de 2005, esto es, con posterioridad a la celebración del contrato objeto de debate, y quien manifestó¹³⁵:

“(…) Básicamente yo como gerente financiero de Gran Tierra apliqué las cláusulas del contrato en cuanto al reembolso de costos exploratorios por parte de ECOPETROL y a la distribución de las pruebas extensas aprobadas. La distribución en cuanto al reembolso fue: ECOPETROL está obligada a reembolsar el 30% de los costos exploratorios una vez aprobada la comercialidad y la distribución de los ingresos de las pruebas extensas, también se reconoció el 30% a ECOPETROL. ECOPETROL no está de acuerdo con la distribución de los ingresos de las pruebas extensas. Yo todo el tiempo apliqué el 30% para ECOPETROL y el 70% para Gran Tierra, hay una cláusula del contrato que dice que todos los costos y riesgos y los hidrocarburos producidos en el área contratada se repartirá en los porcentajes acordados en el contrato y esa es la matemática simple que yo apliqué 70-30 todo el tiempo, vale aclarar que fue la compañía Gran Tierra la que tomó la decisiones de aplicar 70-30. (...) Yo he leído la cláusula 3.5 y la posición de la Compañía es que ECOPETROL está tomando el 100% de las pruebas extensas para cubrir su reembolso obligatorio. (...) Preguntado: Sírvase indicar si cuanto (sic) entró al cargo pudo revisar los registros de los años anteriores y si encontró o no alguna anomalía en los reembolsos. Contestó: No encontré porque la comercialidad fue decretada en diciembre 28 de 2005 fecha de corte de los proyectos para determinar los costos finales y se encontraron los costos de los proyectos de perforación de los pozos Guayuyaco-1 y 2, programas de sísmica y una línea de flujo que sirve para conducir el petróleo, en esa fecha fue enviada una factura a Ecopetrol presentando cada proyecto y su valor, indicándole que debía reembolsar el 30% de dichos costos, Ecopetrol dentro del contrato ejerció su derecho de auditoria de los costos presentados y rechazando del total de los costos presentando 52 mil dólares”.

- Testimonio de José Leocadio Eliseo Acevedo Olaya rendido el 3 de diciembre de 2008 quien afirmó ser el Gerente de Activos Exploratorios de Ecopetrol S.A y manifestó con relación al espíritu de la cláusula 3.5 del anexo “B” del contrato de asociación “Guayuyaco”¹³⁶:

“(…) En mi concepto lo que pretende la cláusula es facilitarle a la Asociada la ejecución de pruebas extensas otorgándole el derecho a recibir toda la producción con destino al reembolso de los costos directos de exploración a la vez que

¹³⁵ Fls.329-330 C.2 (pruebas)

¹³⁶ Fls.333-336 C.2 (pruebas)



promueve el pronto pronunciamiento sobre la declaratoria de una comercialidad en el evento que el descubrimiento arroje resultados favorables (...).

- Declaración rendida por Álvaro Eliecer Rocha, quien afirmó haber estado vinculado con la hoy demandante hasta el año 2003 y manifestó con relación a la cláusula 3.5 del anexo B del contrato de asociación suscrito entre esas partes lo siguiente¹³⁷:

“(...) Es que todo debe tener una lógica, la lógica es si yo por ejemplo, venía en la tradición de un 50-50 y lo que estoy buscando es incentivar a la asociada para que traiga la inversión al país y le doy la posibilidad, le doy no (sic), le dieron la posibilidad de que se manejara con un 30 disminuido ECOPETROL y un 70 incrementado al asociado, no entiendo porque al final yo voy a cobrar el 100% de la producción para la parte más favorecida perjudicando a la otra, o sea, yo no encuentro es la lógica en este sentido, entonces dentro de este punto de vista pues pienso (...) de pronto quedo (...) escueta el 100% de la producción, entonces cuando uno dice producción se está refiriendo a todo, al total de la producción como tal, entonces en ese sentido pienso yo que de pronto hay una discrepancia con lo que se quería en su momento con lo quedó definitivamente plasmado, entonces no sé, es un concepto muy personal y es mi opinión en ese sentido”.

- Declaración rendida por Gustavo Suarez Camacho, quien afirmó haber sido apoderado de LA ASOCIADA y manifestó con relación a la cláusula 3.5 del anexo B del contrato de asociación, que es necesario ver el caso concreto de cada contrato de asociación, puesto que muchas veces Ecopetrol negoció o modificó la aplicación de la mencionada cláusula¹³⁸.

- Testimonio de Víctor Hugo Franco Tamayo rendido el 23 de febrero de 2009 quien afirmó haber participado como Gerente de LA ASOCIADA en la negociación del contrato de asociación “Guayuyaco” con Ecopetrol y manifestó¹³⁹:

“(...) Personalmente participé en la revisión de las minutas del contrato con los funcionarios de Ecopetrol que fue un proceso largo precisamente por ser una modalidad nueva de contrato y se trató al máximo de dejar definido los términos de esta nueva modalidad que Ecopetrol había definido. Preguntado: Encontró dentro de ese proceso de análisis y estudio alguna contradicción en los términos del contrato y si fue así la manifestó oportunamente de alguna manera. Contestó: Los términos generales y su filosofía fueron definidos por Ecopetrol en una comunicación que envió la presidencia a Argosy. En la redacción de las minutas del contrato el objetivo fue plasmar la filosofía definida por Ecopetrol. Es por eso que en la interpretación de las cláusulas se debe ver el contrato integralmente y no las cláusulas aisladas. Preguntado: Usted contestó en respuesta anterior que la cláusula 3.5 del anexo B se aplica cuando se realizan pruebas extensas de producción, esto significa según su respuesta anterior, que de esa forma quedó plasmada la filosofía de Ecopetrol al respecto. (...) Contestó: En mi concepto y en

¹³⁷ Fls.340-351 C.2 (pruebas) prueba allegada por la demandada.

¹³⁸ Fls.352-383 C.2 (pruebas)

¹³⁹ Fls.384-392 C.2 (pruebas)



el de Argosy la cláusula mantiene una distribución de producción del 70% para la asociada y 30% para Ecopetrol y como tal esa es la filosofía del contrato. (...) Preguntado: La Asociada tiene oportunidad de redactar o modificar alguna o algunas de las cláusulas del contrato de asociación, en caso positivo podría decir cuáles. Contestó: En el caso particular de Guayuyaco por el ser el primer contrato que se firmó de este tipo tuvimos la oportunidad de interactuar con Ecopetrol en la redacción de la minuta. Sin embargo las modificaciones o revisiones se hicieron manteniendo la filosofía definida por Ecopetrol en la comunicación en la que le anunció a Argosy esta nueva modalidad del contrato. (...) Preguntado: Podría usted informarle al Despacho si tiene conocimiento acerca de cuál es la posición de Ecopetrol sobre la forma de distribución de producción en las pruebas extensas de producción y el reembolso de los costos directos de exploración (...). Contestó: (...) En concepto de Ecopetrol la producción inicial durante las pruebas extensas le corresponde a Ecopetrol en un 100% hasta reembolsar el 30% de los costos de exploración que le correspondan. En esta interpretación la asociada a pesar de haber realizado el 100% de las inversiones no estaría recibiendo su participación en la producción del 70%. (...) Preguntado: Teniendo en cuenta su respuesta anterior podría manifestarle al Despacho si dentro de esas alternativas planteadas por Ecopetrol y Gran Tierra. En caso positivo podría explicar cuál fue esa alternativa. Contestó: Si surgió una alternativa mediante la cual se mantiene todo el tiempo una distribución del 70% para la Asociada y 30% para Ecopetrol pero en la cual se permitía en la fase inicial de producción durante las pruebas extensas el reembolso (Ecopetrol) y recuperación (Asociada) del 30% de los costos directos de exploración. El saldo restante por reembolsar o recuperar se realizaría después de declarada la comercialidad del campo. Preguntado: Podría usted manifestarle al Despacho si Gran Tierra tomó para sí los ingresos correspondientes al 70% de la producción obtenida durante la pruebas extensas (sic) de producción, en caso positivo podría señalarle al Despacho porque razón. Contestó: Sí tomó el 70% porque es la participación que en interpretación de Gran Tierra le corresponde y el 30% restante fue acreditados al reembolso correspondiente a Ecopetrol. (...)”.

- Testimonio de Gildardo de Jesús Gil Cardona rendido el 24 de febrero de 2009 quien afirmó haber trabajado desde 1974 hasta 1984 en Ecopetrol S.A y manifestó¹⁴⁰:

“(...) La cláusula en mi interpretación dice que la producción comercializable obtenida la dispone la Asociada y que con lo que dice que la valorización de este ciento por ciento de la producción se contabiliza para el reembolso del 30% a que tiene derecho la Asociada, simplemente lo que está haciendo es contabilizar el 70% de la producción a que tiene derecho la Asociada para su recuperación para llevarlo a ajustar con la producción de Ecopetrol el reembolso del 30 por ciento a que está obligado contractualmente Ecopetrol a efectuar. (...) Preguntado: Habiendo respondido que es un yacimiento comercial, me permito volver a leer la cláusula 14.2.1. Preguntado: En qué etapa del contrato se aplica esta cláusula. Contestó: Puede aplicarse en cualquier etapa del contrato, porque como dije al principio puede existir un yacimiento comercialmente explotable y el contrato está todavía en la etapa de exploración (...)”.

- Testimonio rendido por Vivian Jean Cuck Ordoñez el 24 de febrero de 2009 quien afirmó haber trabajado desde 1999 hasta el 2001 en Ecopetrol S.A y, actualmente, ser Asesora

¹⁴⁰ Fls.400-410 C.3 (pruebas)



de Gran Tierra Energy Colombia (LA ASOCIADA), y quien manifestó que la interpretación que Ecopetrol S.A le ha dado a la cláusula 3.5 del anexo “B” del contrato de Asociación “Guayuyaco” le ha generado a su favor un beneficio injustificado¹⁴¹:

- Interrogatorio de parte rendido el 21 de abril de 2009 por Álvaro Camacho Rodríguez, representante legal de Gran Tierra Energy Colombia (LA ASOCIADA), quien manifestó¹⁴²:

“(…) Preguntado: Doctor Camacho, diga si es cierto sí o no, que en la época de suscripción del contrato Guayuyaco, usted y sus asesores estudiaron el texto de dicho contrato y sus respectivos anexos. Contestó: No es cierto en su integridad, puesto que el estudio y el análisis del contrato se realizó únicamente sobre el texto del contrato básico y no incluyó los anexos. Preguntado: Diga cómo es cierto sí o no, si Gran Tierra tuvo la oportunidad de participar en la redacción de la minuta del contrato. Contestó: Si tuvo participación en la discusión y redacción de las cláusulas que caracterizaban los cambios fundamentales del nuevo modelo de contrato sugerido por Ecopetrol (…).”

- Interrogatorio de parte rendido el 13 de febrero de 2009 por Camilo Ernesto Villota, Jefe de la Unidad de Asesoría Legal de Exploración y Producción y apoderado general de Ecopetrol, quien manifestó con relación a la aplicación de la cláusula 3.5 del anexo “B” y el conocimiento previo a la firma del contrato de asociación “Guayuyaco” lo siguiente¹⁴³:

“(…) El mismo contrato establece claramente cuál es la distribución de la producción en cada una de las etapas del contrato. En este sentido, cuando se trata de pruebas extensas de producción en la etapa exploratoria, el contrato es claro, en la cláusula 3.5 del anexo B del contrato de asociación Guayuyaco, que la asociada toma el 100% de la producción, descuenta los hidrocarburos que se requieran para la operación misma, descuenta el porcentaje correspondiente a regalías y con lo que sobra, lo utiliza para reembolsarse el 30% de los costos directos de exploración. Es decir, que la Asociada toma el 100% de la producción después de deducidos los conceptos anteriormente mencionados, para reembolsarse el 30% de los costos directos de exploración. Una vez reembolsado ese 30%, la Asociada está obligada a distribuir la producción en los porcentajes 70% para ella y 30% para Ecopetrol. Esta forma de distribución está absolutamente clara y precisa, determinada en el anexo B del contrato. Ahora bien, si como resultado de las pruebas extensas de producción del pozo exploratorio, Ecopetrol considera que ese pozo es comercial, es decir, que el resultado de la operación económica de considerar el reembolso que debe efectuar de las inversiones que hizo la Asociada, el potencial de hidrocarburos que puede producir, la calidad de los hidrocarburos, su potencial comercialización y las inversiones que deben hacerse para desarrollar ese campo, son positivos, entonces se inicia una etapa que se llama la etapa de explotación comercial del campo. Eso quiere decir que a partir de ese momento la operación del campo es conjunta entre la Asociada y Ecopetrol y que por lo tanto todos los gastos e inversiones se efectúan por las partes en los porcentajes que hemos venido

¹⁴¹ Fls.411-418 C.3 (pruebas)

¹⁴² Fls.127-128 C.3 (pruebas)

¹⁴³ Fls.732-735 C.4 (pruebas)



mencionando. La distribución de la producción de esta etapa está regulada en la cláusula 14 del contrato y ésta es la que señala que la distribución, repito, en esta etapa se hará en la siguiente forma: 70% para la Asociada y 30% para Ecopetrol. Gran Tierra pretende que esa cláusula 14 que claramente es derivada de las pruebas extensas, desconociendo palmariamente la disposición contenida en la cláusula 3.5 del anexo B del contrato de asociación Guayuyaco. Por otra parte y cuando quiera que Ecopetrol considera que la explotación de ese pozo petrolero no le resulta económico, faculta a la asociada para que realice una explotación a su cuenta y riesgo que se denomina “solo riesgo”. (...) Esta disposición tiene por finalidad establecer un control en esa etapa de pruebas extensas que corresponde a la etapa exploratoria y que se ejecuta a cuenta y riesgo exclusivos de la Asociada y lo que busca es evitar, primero, que la Asociada tome mucho tiempo, más de lo necesario, ejecutando la prueba extensa, y solicite la comercialidad a Ecopetrol y en segundo lugar, que la Asociada disponga de recursos del Estado para que los invierta en gastos exploratorios, que de acuerdo con la filosofía del contrato, deben ser asumidos a costo y riesgo de la Asociada. (...) 7) Diga cómo es cierto sí o no, y yo afirmo que es cierto, que quien preparó, elaboró y redactó el contrato de asociación Guayuyaco fue Ecopetrol y no la Asociada?
INTERROGADO.- *Es cierto. Es Ecopetrol quien prepara los modelos contractuales del contrato de asociación y que solamente discute con la Asociada algunos aspectos tales como las actividades y el monto de la inversión que debe ejecutar la Asociada en la etapa exploratoria. El resto de las disposiciones las elabora Ecopetrol, pero también es cierto, que en este caso en particular del contrato de asociación Guayuyaco, Ecopetrol le entregó a la empresa Argosy Energy International, la minuta alrededor de noviembre del año 2001, para que dicha empresa la llevara a los EE.UU a hacerla revisar de su casa matriz y de abogados especializados en derecho petrolero, y después de casi un año, firmaron el contrato sin hacer ninguna observación a su contenido. (...) Cuando la Asociada lo suscribe, como en este caso lo suscribió, no obstante el largo tiempo para su revisión, aceptó claramente la redacción del contrato, es decir se adhirió a la voluntad de Ecopetrol. (...).”*

8.3.3 Conclusiones de la Sala con relación al alcance de la cláusula 3.5 del Anexo B – Acuerdo de Operaciones del Contrato de Asociación.

La Sala prevé que, ya con el oficio del 24 de mayo de 2005, ECOPETROL entendía que una vez LA ASOCIADA obtuviera el reembolso o recuperación del 30% de la inversión efectuada en los costos directos de operación, ECOPETROL debería comenzar a “recibir su correspondiente porcentaje de participación en la producción”.

En razón a lo cual le propuso a su ASOCIADA que comenzara a distribuir la producción a partir del 1 de junio de 2005, en los porcentajes establecidos en el contrato, esto es, 70% para la ASOCIADA y 30% para ECOPETROL, luego de descontado el 30% de recuperación o reembolso de los costos directos de operación y, por supuesto, del porcentaje de regalías (8%).



Por su parte, la ASOCIADA respondió dicho oficio el 8 de julio de 2005 y manifestó su desacuerdo por cuanto consideró que lo expuesto por ECOPETROL “*conduciría a que debiera imputarse al reembolso del 30% de los costos de las pruebas extensas de producción de dicho pozo el 100% de la producción obtenida*”, lo cual, pese al desacuerdo de la ASOCIADA para la Sala es correcto y coincide con la directiva dada por la Vicepresidencia Adjunta de Operaciones Asociadas de Ecopetrol y a la Vicepresidencia de Exploración y Producción, mediante Oficio ASO- No. 000672 de 6 de septiembre de 2000¹⁴⁴, esto es, con anterioridad a la suscripción del contrato que hoy es objeto de debate, en donde, luego de citar el contenido de la cláusula 3.5 del Acuerdo de Operaciones, se dijo que “[e]l modelo vigente del contrato de asociación aprobado por la Junta Directiva de Ecopetrol, en diciembre de 1999 establece que la Asociada puede disponer del 100% de la producción, después de regalías, para efectos de reembolso de los costos directos de exploración, durante las pruebas extensas [lo anterior para efectos de generar] un incentivo económico que ayuda a que [LA ASOCIADA] explore el área contratada de mejor forma”.

De manera que el contenido de la cláusula pretende favorecer a la ASOCIADA y, por supuesto, a la ejecución del contrato de asociación, en el entendido que le da la facultad, antes de distribuir la producción de recuperar o reembolsarse los costos directos por ella asumidos en el periodo de exploración, hasta un porcentaje del 30%.

Al respecto debe atenderse a la definición de los términos “recuperar”¹⁴⁵ o “reembolsar”¹⁴⁶ contenidos en la cláusula 3.5 del Acuerdo de Operaciones, los cuales, según el Diccionario de la Real Academia de la Lengua Española, en su orden, significan “Volver a tomar o adquirir lo que antes se tenía” y “Volver una cantidad a poder de quien la había desembolsado”.

En este sentido debe preverse que a los términos “recuperar” o “reembolsar”, bien puede otorgárseles un uso diferente, como lo hace la ASOCIADA para sostener que “ECOPETROL participará con el 30% a título de reembolso y la Asociada con el 70% a título de recuperación”, o también puede otorgarse a dichos términos el uso de sinónimos, aunque en este último caso de manera impropia, porque como bien pudo verse sus significados son diferentes.

Sin embargo, para efectos de lo que aquí le interesa a la Sala, debe preverse cuál fue el uso que el texto de la cláusula 3.5 B, le otorgó a dichos términos, frente a lo cual se lee:

¹⁴⁴ Fls.1567-1571 C.7 (pruebas)

¹⁴⁵ <http://lema.rae.es/drae/?val=recuperar> (consultado el 24 de septiembre de 2015, a la 1:29 p.m.)

¹⁴⁶ <http://lema.rae.es/drae/?val=reembolso> (consultado el 24 de septiembre de 2015, a la 1:31 p.m.)



“serán deducidos de los costos directos de exploración del respectivo pozo de exploración hasta un máximo del treinta por ciento (30%) de tales costos, para efectos de su recuperación o reembolso”.

Nótese, entonces, que la estipulación habla de “recuperar o reembolsar” hasta el 30% de los costos directos del respectivo pozo, de manera que utiliza la conjunción disyuntiva “o” para significar que se quiere unir dos términos sinónimos o equivalentes.

Distinto sería si la estipulación hubiera optado por el uso de la conjunción copulativa “y”, esto es, si se hubiera dicho “recuperar y reembolsar” evento en el cual, evidentemente, se estaría indicando una especie de adición o suma de conceptos, en donde podría encontrar asidero la deducción hecha por LA ASOCIADA.

Sin embargo, ello no es así, claramente la cláusula contractual usa los términos en calidad de sinónimos o equivalentes atribuyéndoles el mismo sentido y los mismos efectos. De modo que la cláusula determina que La ASOCIADA, luego de descontar el porcentaje de regalías (8%), podía descontar de la producción obtenida en las pruebas extensas, hasta el 30% del valor de los costos directos para “recuperar o reembolsarse” las erogaciones monetarias en que ella incurrió.

Justamente, teniendo en cuenta que los “[c]ostos directos de exploración: [s]on aquellas erogaciones monetarias en que incurre razonablemente LA ASOCIADA”¹⁴⁷, en el periodo de exploración, el contrato previó que LA ASOCIADA tuviera la posibilidad de recuperar o reembolsarse hasta el 30% de tal inversión durante la misma etapa de exploración.

Sin embargo, aunque la ASOCIADA asume que ella tiene derecho a recuperar el 30% de los costos directos en que incurrió durante la etapa de exploración, el desacuerdo está en que la ASOCIADA considera que ese 30% se toma del 30% de producción que le corresponde a ECOPETROL, en razón a lo cual en el Comité Ejecutivo llevado a cabo el 31 de enero de 2006 manifestó haber “realizado una distribución 70% para la Asociada y 30% para ECOPETROL [pero] La participación de ECOPETROL se ha acreditado al reembolso”.

¹⁴⁷ Cláusula 4.- definiciones. (...) 4.6 Costos directos de exploración: Son aquellas erogaciones monetarias en que incurre razonablemente LA ASOCIADA por la adquisición sísmica y la perforación de pozo de exploración, por localizaciones, terminación, equipamiento y pruebas de tales pozos, así como los costos por los trabajos de reacondicionamiento en que incurra LA ASOCIADA por la exploración de nuevos objetivos que se ubiquen en pozos de los campos actualmente en explotación dentro del CPR Santana. Los costos directos de exploración no incluyen soporte administrativo ni técnico de la casa matriz, ni oficinas centrales de la Compañía.



Visto de esta manera, la ASOCIADA entiende que corresponde a ECOPETROL pagar con su porcentaje de participación el 30% correspondiente a la recuperación de los costos directos, cuando en realidad, ello no es así, por lo menos durante el periodo de exploración.

En primer lugar, porque no se trata de que ECOPETROL pague a LA ASOCIADA los costos en que ella incurrió, sino que debe entenderse que la ASOCIADA “recupera”, con la producción obtenida en las pruebas extensas, el valor invertido en costos directos en un porcentaje de hasta el 30% durante la etapa de exploración, de manera que el saldo lo distribuya en las proporciones de 70% para LA ASOCIADA y 30% para ECOPETROL.

Otro aspecto importante a tener en cuenta es que la discusión nunca versó sobre el porcentaje que corresponde a cada una de las partes contratantes, pues es claro que tanto en la etapa de exploración como en la etapa de explotación, la distribución se encontraba pactada en 30% para ECOPETROL y 70% para LA ASOCIADA; sin embargo, el desacuerdo se presentó frente a la forma en que debió efectuarse dicha distribución, esto es, si se debió realizar previa deducción del porcentaje de regalías (8%) y del 30% de gastos directos o, por el contrario, se debió efectuar, directamente, luego de regalías, y atribuir el 30% correspondiente a ECOPETROL al pago de costos directos, como quiso aplicarlo la ASOCIADA bajo un concepto de reembolso que no se corresponde con la intención inmersa en la estipulación contractual.

Tanto es así, que el Comité Ejecutivo No. 1 reunido el 31 de enero de 2006 pudo acordar que la distribución de la producción contada a partir del 28 de diciembre de 2005, fecha de aceptación de la comercialidad, se hiciera en las proporciones de 70% para la Asociada y 30% para ECOPETROL S.A, después de regalías; sin que ello conllevara un desconocimiento de la estipulación contenida en la cláusula 3.5 del Anexo B del contrato de asociación Guayuyaco, porque para esta fecha ya se había declarado la comercialidad del bien y LA ASOCIADA ya había descontado el 30% de los costos directos a cuyo reembolso o recuperación tenía derecho en la etapa de exploración.

Un ejemplo de la distribución propuesta por cada una de las partes se elabora con los datos suministrados por LA ASOCIADA en oficio del 21 de febrero de 2006, frente a la producción, ingresos y costos, a 31 de diciembre de 2005, en el pozo Guayuyaco I, así:

Concepto	US\$
Ingresos después de regalías	9.020.679
<i>Total costos directos de exploración</i>	<i>6.411.261</i>



Acción contractual – Exp.48.061
De: Ecopetrol S.A
Contra: Gran Tierra Energy Colombia Ltda.

30% de los costos directos	1.923.378
70% de los costos directos a recuperar en etapa de explotación	4.487.883

Dados estos datos, la fórmula plateada por ECOPETROL es la siguiente:

Valor de la producción – regalías = US\$ 9.020.679

Ingresos después de regalías (US\$ 9.020.679) – 30% de los costos directos = US\$ 7.097.301

Saldo de la producción a distribuir = US\$7.097.301 X 30% = US\$ 2.129.190.3

Valor correspondiente a ECOPETROL (30%) = US\$ 2.129.190.3

Saldo de la producción a distribuir = US\$7.097.301 X 70% = US\$ 4.968.110.7

Valor correspondiente LA ASOCIADA (70%) = US\$ 4.968.110.7

Dados estos datos, la fórmula propuesta por LA ASOCIADA es la siguiente:

Valor de la producción – regalías = US\$ 9.020.679

Ingresos después de regalías (US\$ 9.020.679) X 30%= US\$ 2.706.203.7

Valor correspondiente a ECOPETROL (30%) = US\$ 2.706.203.7 del cual se descuenta reembolso de costos directos, esto es:

US\$ 2.706.203.7 – US\$ 1.923.378 = US\$ 782.825.7

Valor final que corresponde a ECOPETROL = US\$ 782.825.7

Valor correspondiente LA ASOCIADA (70%) = US\$ 9.020.679 X 70% = US\$ 6.314.475.3

Al respecto, y como pudo verse, la Sala coincide con la fórmula propuesta por ECOPETROL en cuanto considera que ella se encuentra claramente definida en la cláusula 3.5 del Anexo B – Acuerdo de Operaciones del Contrato de Asociación, donde se dispone que la ASOCIADA toma el 100% de la producción obtenida en las pruebas extensas durante el periodo de exploración y descuenta los hidrocarburos que se requieren para la operación misma; luego descuenta el porcentaje correspondiente a regalías (8%); seguidamente descuenta hasta el 30% de los costos directos de producción para reembolsarse a sí misma, esto es, recuperar las erogaciones monetarias en que ella incurrió durante la etapa de exploración; y finalmente debe distribuir el saldo de dicha producción entre las partes contractuales y en las proporciones contractualmente señaladas, esto es, 70 % para LA ASOCIADA y 30% para ECOPETROL.

Así también lo explica el testigo Camilo Ernesto Villota, con quien coincidimos, por encontrar, además, que dicha fórmula no genera un rompimiento del equilibrio financiero



del contrato que vulnere los intereses de LA ASOCIADA, por el contrario, como antes se dijo, es evidente que ella está pactada para proteger la recuperación de los gastos efectuados por LA ASOCIADA, así como la ejecución de la etapa de exploración.

Tiene razón la apreciación del testigo Álvaro Eliecer Rocha, quien afirma que, en tanto la modalidad contractual de ECOPETROL antes de suscribir el contrato de asociación que hoy ocupa la atención de la Sala, era distribuir la producción en porcentajes de 50% para cada una de las partes, y luego, para incentivar la inversión, amplió el porcentaje del ASOCIADO al 70% y disminuyó el suyo al 30%, ¿cómo puede en este escenario afirmarse que se rompe el equilibrio económico del contrato en contra del ASOCIADO, si es finalmente su inversión la que resulta protegida con las estipulaciones contractuales?

En realidad la Sala no encuentra lesionados los intereses de LA ASOCIADA con la disposición contenida en la cláusula 3.5 del Anexo B, así como tampoco considera que ella sea abusiva o devenga del ejercicio de una posición dominante por parte de ECOPETROL.

8.3.4 Conclusiones de la Sala con relación a otras disposiciones contenidas en el Contrato de Asociación.

Con relación a las estipulaciones contenidas en otros apartes del contrato, dada su estructura, la Sala considera evidente que el diseño establecido por ECOPETROL buscaba determinar una reglamentación específica para cada etapa o periodo contractual, de modo que sólo podría variarse la regulación estatuida en cada una de ellas para suplir posibles vacíos.

Así, sólo en el evento en que dentro del reglamento correspondiente al periodo de exploración no se encuentre regulado algún tema específico, podrá acudir a las estipulaciones establecidas en torno al periodo de explotación, de lo contrario deberá estarse a lo acordado en el texto contractual, pues deviene lesivo de la buena fe contractual acomodar las estipulaciones negociales al arbitrio de las partes para satisfacer un interés particular que resulte contrario a aquellos acordados o previstos *ad initio* de la relación contractual.

Adicionalmente, debe preverse que las estipulaciones contenidas en el contrato de asociación se encuentran previamente aprobadas por el Ministerio de Minas y Energía,



como un requisito para su validez, de modo que su aplicación e interpretación debe corresponderse con la aprobación otorgada por el Ministerio.

Entonces, frente a la estructura del contrato la Sala observa que el capítulo 1 establece las disposiciones generales (cláusula 1-4); el capítulo 2 señala las disposiciones generales sobre el periodo de exploración (cláusula 5-8); el capítulo 3 señala las disposiciones generales sobre el periodo de explotación (cláusula 9-17); el capítulo 4, establece lo correspondiente al comité ejecutivo (cláusula 18-21); el capítulo 5 prevé el manejo de una cuenta conjunta (cláusula 22); el capítulo 6 señala la duración del contrato y los aspectos correspondientes a su terminación (cláusula 23-26) y, finalmente, el capítulo 7 establece dentro de las disposiciones varias lo concerniente a los derechos de cesión, desacuerdos, personal, seguros, aplicación de las leyes colombianas, precios para los hidrocarburos, entre otros.

Asimismo, el contrato de asociación está integrado por dos anexos. El Anexo A correspondiente al “área contratada” y el Anexo B, denominado “Acuerdo de Operación”, el cual consta de 3 partes, cada una de ellas subdivididas en secciones.

La parte 1 del Acuerdo de Operaciones establece los aspectos técnicos, en la sección primera del periodo de exploración (cláusula 1-3) y en la sección segunda del periodo de explotación (cláusula 4-9); la parte 2, determina los aspectos contables y financieros (cláusula 10-24) y, finalmente, la parte 3 prevé los aspectos administrativos y las disposiciones varias (cláusula 25-34)

Lo anterior para significar la especificidad de cada una de las cláusulas contenidas en el contrato de asociación petrolera, por lo que no se considera acertada la apreciación del testigo Gildardo de Jesús Gil Cardona ni de la parte demandada en cuanto a la aplicación de la cláusula 14¹⁴⁸ a todas las etapas del contrato.

¹⁴⁸ 14.2 Distribución de producción. (...) 14.2.1 Después de deducido el porcentaje correspondiente a las regalías, el resto de los hidrocarburos producidos provenientes de cada yacimiento comercial es de propiedad de las partes en la proporción del treinta por ciento (30%) para ECOPETROL y de setenta por ciento (70%) para LA ASOCIADA hasta cuando la producción fiscalizada acumulada del respectivo yacimiento comercial llegue a la cantidad de cinco (5) millones de barriles de hidrocarburos líquidos o a la cantidad de setenta y cinco (75) giga pies cúbicos de hidrocarburos gaseosos o condiciones estándar, lo primero que ocurra (1 giga pie cúbico = 1×10^9 pies cúbicos). Para los yacimientos explotados bajo la modalidad de sólo riesgo, la distribución de la producción una vez deducido el porcentaje de regalías es de propiedad de las partes en la proporción de ciento por ciento (100%) para LA ASOCIADA y cero por ciento (0%) para ECOPETROL hasta cuando la producción fiscalizada acumulada del respectivo yacimiento alcance primero alguno de los límites de producción acumulada antes señalados.



Por el contrario, en lo que tiene que ver con la metodología de distribución de la producción, debe preverse que ella es diferente en cada uno de los periodos de ejecución del contrato, de manera que para el periodo de exploración, el sistema de distribución de la producción es el establecido en el Anexo B, parte 1, sección primera, cláusula 3.5; y para el periodo de explotación el método se encuentra determinado dentro del capítulo 3 del contrato, donde se hallan las cláusulas 9ª y 14 y el Anexo B, parte 1, sección segunda. De manera que la cláusula 14 versa exclusivamente sobre la distribución de la producción en etapa de explotación como lo señalan el señor agente del Ministerio Público y el testigo Camilo Ernesto Villota.

En último lugar, la Sala debe señalar que la recuperación de los costos directos de exploración se estableció en dos etapas, la primera, dispuesta dentro del mismo periodo de exploración en hasta el 30% del valor total de dichos costos, y la segunda, es decir la recuperación o reembolso del 70% restante, se reservó para el periodo de explotación, y en cada una de ellas se determinó el método a través del cual se efectuaría dicha recuperación.

Es así que para el porcentaje a recuperar en el periodo de exploración se previó el descuento de la producción obtenida dentro de las pruebas extensas, en los términos que antes se señalaron, y para el periodo de explotación, la cláusula 9 determinó:

“CAPITULO III – EXPLOTACIÓN

(...)

9.2.1.- ECOPETROL reembolsará a la ASOCIADA el treinta por ciento (30%) de los costos directos de exploración efectuados por la ASOCIADA por su cuenta y riesgo dentro del área contratada con anterioridad a la fecha de aceptación de comercialidad por ECOPETROL de cada nuevo yacimiento comercial descubierto, conforme al numeral 9.1 de esta cláusula y que no hayan sido cargados anteriormente a otro yacimiento.

9.2.2.- 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 que rija en la fecha aquí señalada certificada por la Superintendencia Bancaria o la entidad que haga sus veces.

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 actualizado mensualmente con el promedio del índice de precios al consumidor de los países industrializados, desde la fecha de su desembolso, a dólares constantes de la fecha de su desembolso, a dólares constantes de la fecha en la cual ECOPETROL inicie el reembolso en la forma descrita en el Acuerdo de Operación (Anexo B) de este contrato. Los saldos a reembolsar serán igualmente



actualizados hasta la fecha en que ECOPETROL reembolse la totalidad de su participación en el respectivo yacimiento comercial.

*9.2.3.- El reembolso de los costos directos de exploración, según lo expresado en la cláusula 9 (numeral 9.2.1) será hecho por ECOPETROL a LA ASOCIADA, a partir del momento en que el yacimiento comercial sea puesto en producción por el operador, con el monto en dólares equivalente al cincuenta por ciento (50%) de su participación directa en la producción total del respectivo yacimiento comercial, después de deducir el porcentaje correspondiente a regalías.
(...)”*

Ahora bien, la diferencia en la forma de recuperación de los costos directos se fundamenta en que, en el periodo de exploración, antes de aprobada la comercialidad del pozo, los trabajos de exploración se hacen por cuenta y riesgo de LA ASOCIADA, entre tanto que, una vez aceptada la comercialidad del pozo por parte de ECOPETROL la operación se vuelve conjunta¹⁴⁹, en razón a lo cual, aquí, el término “reembolso” si se corresponde con el “pago del treinta por ciento (30%) de los costos directos de exploración en que ha incurrido LA ASOCIADA”, según la definición contenida en la cláusula 4.35 del contrato y en concordancia con la cláusula 9.2.1 del capítulo correspondiente al periodo de explotación.

8.3.5 Conclusiones de la Sala con relación al conocimiento de las partes del contenido del contrato.

En cuanto al conocimiento de las cláusulas contractuales, pese a encontrarse pre diseñadas por ECOPETROL quedó probado dentro del plenario que ellas fueron ampliamente conocidas por LA ASOCIADA al momento de suscribir el contrato, pues, de una parte, Álvaro Camacho Rodríguez, representante legal de LA ASOCIADA, aunque dijo no haber conocido el texto contractual en su integridad porque el estudio y el análisis no incluyó los anexos, a su vez afirmó que *“sí tuvo participación en la discusión y redacción de las cláusulas que caracterizaban los cambios fundamentales del nuevo modelo de contrato sugerido por Ecopetrol”*.

Declaración esta última que coincide con lo afirmado por Camilo Ernesto Villota, Jefe de la Unidad de Asesoría Legal de Exploración y Producción y apoderado general de Ecopetrol, quien afirmó que, aunque es cierto que Ecopetrol prepara los modelos contractuales del contrato de asociación, *“también es cierto, que en este caso en particular del contrato de asociación Guayuyaco, Ecopetrol le entregó a [LA ASOCIADA], la minuta alrededor de*

¹⁴⁹ Cláusula 9.- Términos y condiciones. 9.1. Para iniciar la operación conjunta bajo los términos de este contrato, se considera que los trabajos de explotación se empezaran en la fecha en que las partes reconozcan la existencia del primer yacimiento comercial (...).



noviembre del año 2001, para que dicha empresa la llevara a los EE.UU a hacerla revisar de su casa matriz y de abogados especializados en derecho petrolero, y después de casi un año, firmaron el contrato sin hacer ninguna observación a su contenido].

A su turno también el testimonio anterior se ratifica con las declaraciones de Víctor Hugo Franco Tamayo, Gerente de LA ASOCIADA para la época de celebración del contrato, quien como antes se vio sostuvo haber participado personalmente *“en la revisión de las minutas del contrato con los funcionarios de Ecopetrol que fue un proceso largo precisamente por ser una modalidad nueva de contrato y se trató al máximo de dejar definido los términos de esta nueva modalidad que Ecopetrol había definido”*.

Así las cosas, es claro para la Sala que LA ASOCIADA, además de ser una sociedad profesional en el tema de petróleos, al momento de suscribir el contrato tuvo pleno conocimiento del clausulado contractual y de las obligaciones y derechos que de él derivan, en consideración a lo cual la Sala estima que LA ASOCIADA debió informar a ECOPETROL todas sus inconformidades, solicitar aclaraciones y hacer las salvedades que encontrara pertinentes, a más tardar, al momento de la suscripción del contrato, de manera que se diera aplicación al principio de buena fe contractual, información y oportunidad, y se permitiera, en su momento, el planteamiento de nuevas fórmulas o el rediseño del contrato o de la oferta misma, donde se equilibrara la situación por ella prevista.

Sin embargo ello no fue así, LA ASOCIADA guardó silencio y sólo hasta cuando ECOPETROL le exigió dar inicio al cumplimiento de la obligación puso de presente su inconformidad y se sustrajo de entregar a ECOPETROL el porcentaje que le correspondía dentro de la producción obtenida en las pruebas extensas del periodo de exploración.

Como se dijo en el capítulo 6 de la parte teórica de esta providencia, tal comportamiento deviene contrario a la buena fe contractual que es de carácter objetivo y que exige que la conducta de cada una de las partes en cada etapa contractual (precontractual, contractual y post contractual) consulte y se dirija a satisfacer el interés esperado por su contraparte desde el inicio de la relación negocial.

En los términos anteriores la Sala revisará si LA ASOCIADA incumplió o no la cláusula de distribución de la producción obtenida en las pruebas extensas llevadas a cabo dentro de la etapa de exploración.



8.4 Incumplimiento de la cláusula 3.5 del anexo B del contrato de Asociación “Guayuyaco”

Finalmente, para revisar el cumplimiento de las obligaciones contractuales que la cláusula 3.5 del Anexo B – Acuerdo de Operaciones radica en cabeza de LA ASOCIADA, la Sala quiere reiterar que la fórmula establecida en dicha estipulación dispone que la ASOCIADA toma el 100% de la producción obtenida en las pruebas extensas durante el periodo de exploración y descuenta los hidrocarburos que se requieren para la operación misma; luego descuenta el porcentaje correspondiente a regalías (8%); seguidamente descuenta hasta el 30% de los costos directos de producción para reembolsarse a sí misma, esto es, recuperar las erogaciones monetarias en que ella incurrió durante la etapa de exploración; y finalmente debe distribuir el saldo de dicha producción entre las partes contractuales y en las proporciones contractualmente señaladas, esto es, 70 % para LA ASOCIADA y 30% para ECOPETROL.

Dicho lo anterior, queda claro que:

1. Con la producción obtenida en las pruebas extensas llevadas a cabo durante la etapa de producción, La asociada tenía derecho a recuperar o reembolsarse hasta el 30% de los costos directos de operación en que ella había incurrido.
2. Previas las deducciones del porcentaje correspondiente a las regalías (8%) y del porcentaje correspondiente a la recuperación o reembolso del 30% de los costos directos de operación, LA ASOCIADA tenía derecho a percibir el 70% del saldo de la producción obtenida en las pruebas extensas llevadas a cabo durante la exploración.
3. Previas las deducciones del porcentaje correspondiente a las regalías (8%) y del porcentaje correspondiente a la recuperación o reembolso del 30% de los costos directos de operación, ECOPETROL tenía derecho a recibir el 30% del saldo de la producción obtenida en las pruebas extensas llevadas a cabo durante la exploración.

Entonces, la prestación en cabeza de LA ASOCIADA y a favor de ECOPETROL consiste en entregar el 30% del saldo de la producción obtenida en las pruebas extensas llevadas a cabo durante la exploración, frente a lo cual ECOPETROL demanda que LA ASOCIADA ha incumplido con dicha obligación.

Al respecto, la Sala prevé que la satisfacción efectiva de la prestación debida, como también quedó evidenciado dentro del plenario, debió efectuarse a más tardar el 28 de



diciembre de 2005, fecha en la cual ECOPETROL aceptó la comercialidad de los yacimientos Guayuyaco I y II, pues en este momento variaron las condiciones del negocio entre tanto que la labor que durante la etapa de exploración fue a cuenta y riesgo de LA ASOCIADA, a partir de aquí se convertía en conjunta y obligaba al corte o ajuste de cuentas entre las partes. Es por ello que el contrato exigió que una vez aceptada la comercialidad de los yacimientos se integrara el Comité Ejecutivo, por cuanto a partir de este momento la operación sería conjunta.

Del mismo modo, es por esta razón que el Comité Ejecutivo reunido por primera vez el 31 de enero de 2006, además de acordar la aplicación del esquema de distribución establecido para la etapa de explotación, solicitó el envío *“de las cifras definitivas de ingresos y egresos con corte al 28 de diciembre de 2005 (fecha en la cual se otorgó la comercialidad) para establecer el balance final de reembolso”*.

Dicho ajuste de cifras fue allegado mediante anexo al oficio del 21 de febrero de 2006, en el que constan los costos a diciembre 31 de 2005 de los pozos Guayuyaco-1 y 2¹⁵⁰:

Descriptor		Total US\$ Pozo Guayuyaco-1	Total US\$ pozo Guayuyaco-2
Total pozo G-1 y 2 - Acumulado	1	6.411.261	5.662.282
Ingresos prueba extensa	2	9.020.679	5.380.375
30% costos directos de exploración (1 x 30%)	3	1.923.378	1.698.685
Recuperación 30% costos directos	4		
Acumulado	5	1.923.378	1.698.685
Saldo recuperación 30% (3-5)		0	0
Saldo flujo caja (2-4)	6	7.097.301	3.681.690
Distribución saldo flujo de caja			
Argosy (6 x 70%)	7	4.968.11	2.577.183
Ecopetrol (6 x 30%)	8	2.129.190	1.104.507

De otra parte se observa que el Comité Ejecutivo No. 2 llevado a cabo el 28 de abril de 2006, frente a la producción y cumplimiento del pronóstico en la etapa de exploración, plasmó:

“(…) 3.2.- Producción y pronósticos

El operador informó que la producción del campo Guayuyaco durante el año 2005 fue de 344.884 BIs con un promedio diario de 945 BOPD, lo que representa un cumplimiento del 97% como se presenta en la Tabla No. 1 (…).

¹⁵⁰ Fls.291 y 292 C.2



Acción contractual – Exp.48.061
De: Ecopetrol S.A
Contra: Gran Tierra Energy Colombia Ltda.

Tabla No. 1. Producción Guayuyaco 2005					
Pozo	Producción		Pronostico		CUMPLIMIENTO
	BBL	BOPD	BBL	BOPD	%
Guayuyaco 1	220.520	602	231.411	634	95
Guayuyaco 2	124.364	341	124.000	340	100
GUAYUYACO	344.884	945	355.411	974	97

Asimismo obra el informe de auditoría rendido por JAHV MC Gregor S.A. el 27 de julio de 2006, en el que una vez revisadas las bases de datos de la Asociada, los reportes y documentos contables, los “well-files” que permitieron realizar una evaluación con relación a las operaciones de exploración y la facturación por concepto de venta de crudo, se llegó a las siguientes conclusiones¹⁵¹:

1.- COSTOS DIRECTOS DE EXPLORACIÓN DE LOS POZOS GUAYUYACO 1 Y 2:

Costos acumulados a Dic -31-2005	Cargos		
	Total	Rechazos de Auditoria	Total costos
Perforación Pozo Guayuyaco-1	3.902.003	37.932	9.864.071
Locación y carreteras Guayuyaco-1	344.830		344.830
Total Pozo Guayuyaco-1	4.246.833	37.932	4.208.901
Perforación Pozo Guayuyaco-2	5.065.160	18.888	5.046.272
Costos prueba extensa Guayuyaco-1	2.164.428	324	2.164.104
Costos prueba extensa Guayuyaco-2	597.119	324	596.795
Total pruebas extensas	2.761.547	648	2.760.899
Construcción Línea de flujo 6" Guayuyaco – Mary	661.795		661.795
Programa de sísmica 2D y 3D Guayuyaco	1.232.484		1.232.484
Inventarios bodega de exploración	116.839	116.839	0
Total costos directos de exploración	14.084.658	174.307	13.910.351

2.- RESULTADO DE LAS PRUEBAS EXTENSAS DE PRODUCCIÓN A CORTE DE DICIEMBRE DE 2005

Descriptor	Producido Bls.	Producido en USD\$
Total producido	344.883	
Perdida BLS.	450	
Total BLS/USD\$ antes de regalías	344.433	15.664.543
Valor de regalías. (8%)	27.591	1.263.392
Entregas Ecopetrol (antes de regalías)	341.644	

¹⁵¹ Fls.661-668 C.2



Total BIs/ USD\$ netos	316.842	14.401.151
-------------------------------	----------------	-------------------

Finalmente, sobre este punto puede observarse el contenido del Acta del Comité Ejecutivo No. 4, llevado a cabo el 20 de noviembre de 2006¹⁵², oportunidad en la cual las partes fijaron los puntos en los que se encuentran de acuerdo:

I. ACUERDOS

“(…)

4.- La producción total obtenida durante pruebas extensas hasta diciembre 28 de 2005, fue de **344.883 barriles**, de los cuales **27.591 barriles** corresponden a regalías.

5.- Las pérdidas de producción acumuladas a diciembre 28 de 2005, fueron **450 barriles**.

6.- Las existencias de producción en los tanques a diciembre 28 de 2005, fueron 2.789 barriles, los cuales fueron entregados en el mes de enero de 2006, 70% ARGOSY y 30% ECOPETROL S.A según la distribución acordada por el Comité Ejecutivo en su sesión No. 1 de enero 31 de 2006.

7.- Los costos totales directos de exploración auditados fueron **US\$13.910.351** compuestos de:

a) **US\$12.677.867** de los costos directos de exploración de las pruebas extensas de producción y los costos directos de perforación y completamiento de los pozos Guayuyaco-1 y Guayuyaco-2.

b) **US\$1.232.484** de los costos directos de exploración de los trabajos posteriores a la perforación del pozo Guayuyaco-2.

8.- Según lo estipulado en la cláusula 9.2.1 del contrato de asociación Guayuyaco, el 30% de los costos totales directos de exploración, equivalentes a **US\$4.173.105** (US\$13.910.351 X 30%) es el valor que ECOPETROL S.A reembolsará a la Asociada como parte de su inversión en la etapa exploratoria.

8A) Los costos directos de exploración durante la etapa pre comercial, a reembolsar por ECOPETROL S.A corresponden a un monto de **US\$3.803.360** (US\$12.677.867 X 30%).

8B) Los costos directos de exploración de los trabajos posteriores a la perforación del pozo Guayuyaco-2 (US\$1.232.484), serán reembolsados por ECOPETROL en un máximo del 30%, es decir US\$369.745 (US\$1.232.484 X 30%), con el 50% de su participación en la producción, durante el periodo de explotación (post-comercial), según lo estipulado en las cláusulas 9.2.3 y 3.5 (esta última del anexo B) del contrato de asociación Guayuyaco.

9.- La Asociada entregó a ECOPETROL S.A, **23.337 barriles** de la producción de pruebas extensas del pozo Guayuyaco-1, obtenida durante los meses de septiembre a diciembre de 2005.

¹⁵² Fls.264-269 C.2, 670-672 C.4 y 1790-1795 C.9 (pruebas)



Acción contractual – Exp.48.061
De: Ecopetrol S.A
Contra: Gran Tierra Energy Colombia Ltda.

10.- La producción continuará distribuyéndose 30% ECOPETROL y 70% ARGOSY, dando alcance a lo establecido en el Comité Ejecutivo No. 1 de enero 31 de 2006, mientras no sea resuelto el desacuerdo.

Asimismo en esta oportunidad las partes fijaron los puntos sobre los cuales subsiste el desacuerdo, sintetizados en:

“i) Para ECOPETROL S.A., la asociada ya obtuvo el reembolso a que tiene derecho en la etapa pre- comercial, equivalente a US\$3.803.360 (30% de los costos directos de exploración de las pruebas extensas de producción y los costos directos de perforación y completamiento de los pozos Guayuyaco-1 y Guayuyaco-2); y para ARGOSY, ECOPETROL S.A. aún le debe US\$973.748 (ver cuadro 2), por concepto de reembolso de los costos directos de exploración de la etapa pre-comercial, una vez comparados los ingresos totales obtenidos en la prueba extensa, los costos directos totales incurridos y las entregas a ECOPETROL durante dicha prueba.

*ii) ECOPETROL S.A manifiesta que de acuerdo con lo establecido en la cláusula 3.5 del anexo B del contrato de asociación Guayuyaco, la Asociada le debe 44.939 barriles de la producción obtenida durante pruebas extensas, los cuales deben ser entregados con producción.
(...)”.*

Visto el material probatorio que antecede la Sala concluye acreditados los siguientes datos:

Concepto	No. de Barriles	Valor del barril ¹⁵³	Valor total
Total de la producción obtenida durante las pruebas extensas del periodo de exploración	344.883	US\$ 45,478	US\$ 15.684.589,074
Total de pérdidas en el proceso de operación	450	US\$ 45,478	US\$ 20.465,1
Total correspondiente al porcentaje de regalías (8%)	27.591	US\$ 45,478	US\$ 1.254.783,498
Total de los costos directos de exploración	305.869,9	US\$ 45,478	US\$ 13.910.351
Total porcentaje a recuperar o reembolsar en la etapa de exploración (30%)	91.760,9	US\$ 45,478	US\$ 4.173.105,3
Porcentaje a Distribuir entre las partes, luego de descontar el valor correspondiente a regalías (8%) y el valor correspondiente a recuperación o reembolso del 30% de los costos directos	225.081,1	US\$ 45,478	US\$ 10.236.238,2658

¹⁵³ Tomado del informe de auditoría rendido por JAHV MC Gregor S.A. el 27 de julio de 2006, según el cual los resultados de las pruebas extensas de producción a corte diciembre de 2005, luego de descontar las pérdidas de la operación y antes de descontar el porcentaje de regalías, arrojaron una producción de 344.433 barriles de petróleo cuyo valor fue de US\$ 15.664.543. De manera que para establecer el valor de cada barril se tomó el costo total de los barriles de petróleo y se dividió en el número de barriles, así: $15.664.543 / 344.433 = \text{US\$ } 45,478$.



Acción contractual – Exp.48.061
De: Ecopetrol S.A
Contra: Gran Tierra Energy Colombia Ltda.

Total a distribuir como porcentaje de participación a LA ASOCIADA (70%)	157.556,77	US\$ 45,478	US\$ 7.165.366,7860
Total a distribuir como porcentaje de participación a ECOPETROL (30%)	67.524,33	US\$ 45,478	US\$ 3.070.871,4797

En este orden de ideas, ECOPETROL tenía derecho a recibir por concepto de participación en la producción obtenida dentro de las pruebas extensas de exploración un total de 67.524,33 barriles de petróleo que equivalen a US\$ 3.070.871,4797; a la vez que LA ASOCIADA estaba obligada a entregar este número de barriles.

Sin embargo, en el proceso se encuentra probado que LA ASOCIADA sólo entregó a ECOPETROL un total de 23.337 barriles de petróleo, amparada en la interpretación unilateral y arbitraria que ella hizo de la cláusula 3.5 del Anexo B, la cual resultó desconocida por la ASOCIADA quien por encontrarla menos favorable a sus intereses, decidió inaplicarla y acoger la fórmula de distribución y reembolso pactada para la etapa de explotación, situación ésta que, de acuerdo con los postulados del principio de buena fe, resulta contraria a la lealtad y corrección contractual.

Así las cosas, para la Sala es claro que en la ejecución de un determinado contrato o negocio jurídico de carácter estatal, es totalmente inaceptable que el contratista en su calidad de colaborador interprete unilateralmente las cláusulas inicialmente convenidas en perjuicio de los intereses de la administración, pues en ésta hipótesis estaría incumpliendo en esencia lo acordado y con ello estaría vulnerando el principio de buena fe objetiva que debe regir todo contrato o negocio jurídico de carácter estatal.

En razón a lo anterior, corresponde a la Sala, como acertadamente lo hizo el A quo, declarar el incumplimiento parcial del contrato y condenar a LA ASOCIADA al pago de los barriles adicionales de petróleo, esto es, al pago de 44.187,33 barriles de petróleo.

Sin embargo, en atención a que la demandante no apeló la sentencia proferida por el Tribunal Administrativo del Cauca, la Sala considera que la parte demandada acude como única apelante y tiene derecho a que la condena no sea reformada en su contra, en aplicación del principio de la *no reformatio in pius*.

En consecuencia, pese a que LA ASOCIADA debe pagar a ECOPETROL 44.187,33 barriles de petróleo y el A quo sólo reconoció 44.025, la Sala procederá a confirmar la sentencia apelada, aunque para efectos de dar cumplimiento al artículo 178 del C.C.A.¹⁵⁴,

¹⁵⁴ Artículo 178. Ajuste de valor. La liquidación de las condenas que se resuelvan mediante sentencias de la jurisdicción en lo contencioso administrativo deberá efectuarse en todos los casos, mediante sumas líquidas de moneda de curso legal en Colombia y cualquier ajuste de dichas



vigente para la época de los hechos, procederá a hacer la conversión de moneda extranjera a moneda nacional, tomando para el efecto la Tasa de Cambio Representativa para el Mercado (TRM) certificada por el Banco de la República al momento de dictar esta providencia, así:

De conformidad con el informe de auditoría rendido por JAHV MC Gregor S.A. el 27 de julio de 2006 el valor del barril de petróleo era de US\$ 45,478 que multiplicado por el número de barriles arroja un valor de US\$ 2.002.168,95 y que, a su vez, al multiplicarlo por el precio del dólar vigente para la fecha de esta providencia, esto es, \$ 3.135,17¹⁵⁵ arroja un valor total de \$6.277.140.026,97.

En consecuencia, la Sala condenará a la demandada a pagar a favor de ECOPETROL la suma de \$6.277.140.026,97.

En mérito de lo expuesto la Subsección C de la Sección Tercera de la Sala de lo Contencioso Administrativo del Consejo de Estado, administrando justicia en nombre de la República de Colombia y por autoridad de la ley,

RESUELVE

MODIFICAR la sentencia del 28 de febrero de 2013¹⁵⁶ proferida por el Tribunal Administrativo del Cauca, por los motivos expuestos en la presente providencia, y en su lugar:

PRIMERO: NEGAR LAS EXCEPCIONES DE CADUCIDAD Y NULIDAD propuestas por la parte demandada.

SEGUNDO: DECLARAR la validez y obligatoriedad de la cláusula 3, numeral 3.5 del anexo B, del contrato de asociación Guayuyaco, celebrado entre Ecopetrol S.A y Argosy Energy International, hoy Gran Tierra Energy Ltda (Nit.860516431-7) el 2 de agosto de 2002 con fecha efectiva de 30 de septiembre de 2002, de acuerdo con lo expuesto la presente providencia.

condenas sólo podrá determinarse tomando como base el índice de precios al consumidor, o al por mayor.

¹⁵⁵ <http://www.banrep.gov.co/es/trm> consultada (VERIFICARSE EN LA FECHA DE LA PROVIDENCIA EL VALOR DEL DÓLAR PARA TASAR LA LIQUIDACIÓN FINAL)

¹⁵⁶ FIs.1311-1358 C.P



Acción contractual – Exp.48.061
De: Ecopetrol S.A
Contra: Gran Tierra Energy Colombia Ltda.

TERCERO: DECLARAR solidariamente responsable por incumplimiento parcial del contrato de asociación de Guayuyaco a Argosy Energy International, hoy Gran Tierra Energy Colombia Ltda (Nit. 860516431-7) y a Solana Petroleum Exploration Colombia Ltda (Nit. 830051027-8).

CUARTO: CONDENAR solidariamente a Gran Tierra Energy Colombia Ltda (Nit.860516431-7) y a Solana Petroleum Exploration Colombia Ltda (Nit. 830051027-8) a pagar a Ecopetrol S.A la suma de \$6.277.140.026,97, correspondientes a 44.025 barriles de crudo.

QUINTO: RECONOCER personería a **CLAUDIA FONSECA JARAMILLO** como apoderada judicial de GRAN TIERRA ENERGY COLOMBIA – demandada.

SEXTO. REMITIR, una vez en firme esta decisión, el expediente al tribunal de origen.

CÓPIESE, NOTIFÍQUESE Y CÚMPLASE

OLGA MELIDA VALLE DE DE LA HOZ
Presidente

GUILLERMO SANCHEZ LUQUE
Magistrado

JAIME ORLANDO SANTOFIMIO GAMBOA
Magistrado Ponente