

Tribunal de Arbitramento

**MANSAROVAR ENERGY COLOMBIA LTDA.
VS.
ECOPETROL S.A.**

LAUDO ARBITRAL

Doce (12) de febrero de 2010

INDICE

CAPITULO I. ANTECEDENTES

- 1. Solicitud de convocatoria del Tribunal de Arbitramento
- 2. El pacto arbitral
- 3. Trámite inicial
 - 3.1 Nombramiento del Tribunal
 - 3.2 Instalación del Tribunal, admisión y traslado de la demanda
 - 3.3 Contestación de la demanda y excepciones
 - 3.4 Audiencia de conciliación
 - 3.5 Honorarios y gastos del Tribunal
- 4. Primera Audiencia de Trámite
 - 4.1 Las Partes y su representación
 - 4.2 La demanda
 - 4.2.1 Los hechos en que se sustenta la demanda
 - 4.2.2 Las pretensiones
 - 4.3 Contestación de la demanda
 - 4.4. Pronunciamiento sobre la competencia del Tribunal
- 5. Las pruebas del proceso
- 6. Términos del proceso

**CAPITULO II. ALEGACIONES DE LAS PARTES. CONCEPTO DEL
MINISTERIO PÚBLICO**

CAPITULO III. CONSIDERACIONES Y DECISIÓN DEL TRIBUNAL

- 1. Aspectos Procesales
 - 1.1 La Competencia del Tribunal
 - 1.2 La tacha de sospecha.
- 2. Análisis del Fondo
 - 2.1 La interpretación de los contratos
 - 2.2 El caso concreto
 - 2.2.1 El plazo de los contratos de asociación.
 - 2.2.2 El plazo de veintiocho años desde la fecha efectiva.
 - 2.2.3 El sentido de la cláusula 23 de conformidad con el texto del contrato.
 - 2.2.4 Los antecedentes del contrato y la intención de los contratantes.

- 2.2.5 La ejecución del contrato
- 2.2.6 La fecha en que comenzó la explotación de la última área del campo
- 2.2.7 Las excepciones del demandado
- 2.2.8 Conclusiones
- 3. Costas
- 4. Decisión

CAPITULO I. ANTECEDENTES

1. Solicitud de convocatoria del Tribunal de Arbitramento

Mediante escrito presentado ante el Centro de Arbitraje y Conciliación de la Cámara de Comercio de Bogotá el cuatro (4) de febrero de 2009, Mansarovar Energy Colombia Ltda., (en adelante Mansarovar o la asociada) a través de apoderado formuló demanda arbitral contra Ecopetrol S.A.

2. El pacto arbitral

En el presente caso, el pacto arbitral está contenido en el denominado “Pacto Compromisorio Asociación Cocorná” suscrito el ocho (8) de octubre de 2008 por las partes referidas.¹

Las cláusulas relevantes de dicho Pacto Compromisorio se transcriben a continuación:

“CLÁUSULA PRIMERA.- Las Partes acuerdan someter a un tribunal de arbitramento la resolución de la controversia surgida con ocasión de las diferencias de interpretación entre las Partes respecto a la fecha de terminación del Contrato de Asociación Cocorná.

“CLÁUSULA SEGUNDA.- El arbitramento será en derecho y la ley sustancial y procesal aplicable será la colombiana. El tribunal funcionará en Bogotá D.C. y la sede del mismo será el Centro de Arbitraje y Conciliación de la Cámara de Comercio de Bogotá.

“CLÁUSULA TERCERA.- Las partes acuerdan que el arbitraje será de naturaleza legal, acordando además en forma expresa que la organización interna del tribunal de arbitramento que se constituya para tal efecto seguirá las tarifas establecidas por el Centro de Arbitraje y Conciliación de la Cámara de Comercio de Bogotá a las cuales deben someterse los árbitros, las partes y sus apoderados. (...)

“PARÁGRAFO: Los costos de los honorarios de los Árbitros, del Secretario y los costos administrativos de la Cámara de Comercio de Bogotá, serán pagados en partes iguales.

¹ Cuaderno de Pruebas número 8. Folios 152 a 156.

“CLÁUSULA CUARTA.- El tribunal estará integrado por tres (3) árbitros, ciudadanos colombianos y abogados en ejercicio.

“CLÁUSULA QUINTA.- La solicitud de convocatoria para integrar el tribunal de arbitramento a que se refiere este Pacto, deberá ser presentada por MANSAROVAR dentro de los tres (3) meses calendario siguientes a la fecha de suscripción del presente Pacto. De no proceder MANSAROVAR dentro del plazo indicado, podrá ECOPETROL formular la demanda arbitral correspondiente.

“Las Partes han acordado que los árbitros principales y sus respectivos suplentes serán designados por éstas de común acuerdo dentro de los treinta (30) días comunes siguientes a la fecha de suscripción del presente Pacto. Si en ese término los árbitros no son designados por las Partes, serán nombrados por el Centro de Arbitraje y Conciliación de la Cámara de Comercio de Bogotá a solicitud de cualquiera de las Partes, una vez presentada la solicitud de convocatoria arbitral. Esta designación deberá efectuarse de la lista de árbitros de ese Centro que tuvieran especial experiencia en Derecho Comercial y Civil, de preferencia con conocimiento y experiencia de varios años acreditada en el ramo de petróleos.

“La comunicación a los árbitros, cualquiera que haya sido la forma de su designación, será efectuada por el Centro de Arbitraje y Conciliación de la Cámara de Comercio de Bogotá.

(...)”

Conviene anotar que entre las consideraciones que se enunciaron en el Pacto Compromisorio, las partes dispusieron la forma en la cual se administrarían los recursos provenientes de la operación del Campo Teca, durante el término del proceso arbitral.

Posteriormente, el 29 de diciembre de 2008, las partes suscribieron un otrosí al Pacto Compromisorio Asociación Cocorná, en el cual, entre otras cosas, se amplió el término para que Mansarovar presentara la solicitud de convocatoria para integrar el tribunal de arbitramento hasta el 9 de febrero de 2009, de manera que de no proceder Mansarovar dentro del plazo indicado, podría ECOPETROL formular la demanda arbitral correspondiente.

Igualmente se modificó lo acordado en relación con la administración de los recursos provenientes de la operación del Campo Teca, mientras se definía la controversia.

3. Trámite inicial

3.1 Nombramiento del Tribunal

A través del “Otrosí Pacto Compromisorio Asociación Cocorná” celebrado el veintinueve (29) de diciembre de 2008, las partes acordaron que la designación de los árbitros de común acuerdo debía realizarse a más tardar el día veinte (20) de enero de 2009².

² Cuaderno de Pruebas número 8. Folio 171 y 172.

De acuerdo con lo anterior, las partes suscribieron el “Acta Nombramiento Árbitros Pacto Compromisorio Asociación Cocorná” el día diecinueve (19) de enero de 2009, en la cual designaron como árbitros a los doctores Susana Montes de Echeverri, Juan Pablo Cárdenas Mejía y Jorge Cubides Camacho³.

El cinco (5) de febrero de 2009, el Centro de Arbitraje y Conciliación comunicó a los árbitros su designación, la cual fue aceptada dentro del término legal.

3.2 Instalación del Tribunal, admisión y traslado de la demanda.

A continuación, el Centro de Arbitraje y Conciliación invitó a la audiencia de Instalación del Tribunal, la cual tendría lugar el cuatro (4) de marzo de 2009. Sin embargo, en esa oportunidad los árbitros consideraron que las partes debían agotar el trámite de conciliación extrajudicial ante el Ministerio Público dispuesto en la Ley 1285 de 2009, por lo cual la audiencia de instalación fue aplazada.

El 19 de mayo de 2009, el apoderado de la parte convocante radicó un escrito⁴ al cual anexó el Acta de la audiencia de conciliación extrajudicial llevada a cabo ante la Procuraduría Judicial Cuarenta y Cinco de Asuntos Administrativos de Tunja.

En dicha Acta el Procurador manifestó que el competente para evacuar la audiencia de conciliación era el Tribunal de Arbitramento, y que tal conciliación no constituye un requisito de procedibilidad, de acuerdo con el Decreto 1716 de 2009⁵. Así pues, el apoderado solicitó al Tribunal que se reanudara el trámite arbitral.

El cinco (5) de junio de 2009 se llevó a cabo la audiencia de instalación, en la cual se nombró la secretaria del Tribunal, se declaró legalmente instalado y se reconoció personería a los apoderados de las partes.

Así mismo, el Tribunal admitió la demanda, y corrió traslado de la misma por el término de diez (10) días, sin perjuicio de lo que decidiría sobre su competencia en la primera audiencia de trámite.

De la admisión de la demanda fue notificado personalmente el Procurador Cincuenta y Seis Judicial Administrativo el día once (11) de junio de 2009.

3.3 Contestación de la demanda y excepciones

El veintitrés (23) de junio de 2009, el apoderado de la parte convocada presentó la contestación a la demanda, en la cual se pronunció frente a los hechos contenidos en la demanda y a las pretensiones, solicitó y aportó pruebas, y propuso como excepciones de mérito las siguientes⁶:

³ Cuaderno de Pruebas número 8. Folio 209.

⁴ Cuaderno Principal número 1. Folio 114 y siguientes

⁵ Cuaderno Principal número 1. Folio 114 y siguientes

⁶ Cuaderno Principal número 1. Folio 150 y siguientes

1. Todo contrato legalmente celebrado es Ley para las partes
2. Ejecución contractual de mala fe por parte de Mansarovar
3. Prevalencia de la intención de las partes
4. La interpretación del contrato debe ser la que mejor cuadre con su naturaleza
5. Falta de competencia del H. Tribunal en relación con la pretensión cuarta de la demanda.
6. Las normas del Código de petróleos invocadas por la Convocante
7. La aplicación práctica de la cláusula 23 del contrato
8. Enriquecimiento son causa.

De las excepciones de mérito presentadas en la contestación de la demanda se corrió traslado, y estando dentro del término, el apoderado de la parte convocante aportó y solicitó pruebas adicionales⁷.

3.4 Audiencia de conciliación

Mediante auto del nueve (9) de julio de 2009, el Tribunal fijó fecha para la audiencia de conciliación, e informó que fracasado el intento se procedería a fijar los gastos y honorarios del Tribunal. La audiencia se llevó a cabo en la fecha fijada, sin que las partes llegaran a acuerdo alguno⁸.

3.5 Honorarios y gastos del Tribunal

En la audiencia que tuvo lugar el quince (15) de julio de 2009, se fijaron los gastos y honorarios del Tribunal, sumas que fueron depositados oportunamente por las partes en la proporción que a cada una correspondía, según lo informó el Tribunal.

4. Primera Audiencia de Trámite

El doce (12) de agosto de 2009, se llevó a cabo la primera audiencia de trámite, en la cual el Tribunal se pronunció sobre su competencia, mediante auto en el que hizo referencia al Pacto Compromisorio⁹, así como a otros aspectos relacionados con la demanda y su contestación, como los siguientes:

4.1 Las partes y su representación

Convocante: MANSAROVAR ENERGY COLOMBIA LTDA., sucursal de la sociedad extranjera Mansarovar Energy Colombia LTD, con domicilio principal en la ciudad de Bogotá D.C., constituida por escritura pública número 6.458 del 5 de diciembre de 1994, otorgada en Notaria Cuarta de Bogotá, e inscrita el 6 de diciembre de 1994 bajo el número 56779 del libro VI. La representación legal de esta sociedad está en cabeza de su Presidente, señor Ruilun Yin. Todo lo anterior,

⁷ Cuaderno Principal número 1. Folio 205 y 206

⁸ Cuaderno Principal número 1. Folios 213 a 217

⁹ Cuaderno Principal número 1. Folios 227 a 240

consta en el certificado de existencia y representación legal, expedido por la Cámara de Comercio de Bogotá¹⁰.

La parte convocante concurrió al proceso a través de apoderado, al cual se le reconoció personería durante la actuación.

Convocada: ECOPETROL S.A., con domicilio principal en la ciudad de Bogotá D.C., y de acuerdo con la escritura pública número 5314 del 14 de diciembre de 2007, otorgada en la Notaría Segunda de Bogotá, e inscrita bajo el registro 179835 del libro IX, es una sociedad de economía mixta, de carácter comercial, organizada bajo la forma de sociedad anónima, del orden nacional, vinculada al Ministerio de Minas y Energía. La representación legal de esta sociedad está en cabeza de su Presidente, señor Javier Gutiérrez Pemberthy. Todo lo anterior, consta en el certificado de existencia y representación legal, expedido por la Cámara de Comercio de Bogotá¹¹.

La parte convocada concurrió al proceso a través de apoderado al cual le fue reconocida personería durante la actuación.

4.2 La demanda

El cuatro (4) de febrero de 2009, el apoderado de la parte convocante, radicó la demanda, en la cual se identificaron las partes, las pretensiones, los hechos, los fundamentos de derecho, se solicitó la práctica de pruebas y se anexaron algunas documentales.

4.2.1 Los hechos en que se sustenta la demanda

Los hechos de la demanda se resumen como sigue:

1. El 3 de septiembre de 1980, la EMPRESA COLOMBIANA DE PETRÓLEOS, ECOPETROL (hoy ECOPETROL S.A.) y, la sociedad TEXAS PETROLEUM COMPANY (TEXPET) suscribieron el Contrato de Asociación “Sector Cocorná”, que se encuentra contenido en la Escritura Pública No. 3035 del 10 de septiembre de 1980 de la Notaría Dieciocho del Círculo de Bogotá.
2. El 13 de septiembre de 1995, TEXPET cedió la totalidad de sus derechos, intereses y obligaciones en el Contrato de Asociación Cocorná a las Compañías OMIMEX DE COLOMBIA LTD. y SABACOL INC., la última de las cuales, también los cedió el 5 de agosto de 1999 a OMIMEX DE COLOMBIA LTD., quedando esta sociedad como única titular de los derechos, intereses y obligaciones de la Asociada en el Contrato Cocorná.
3. El 1º de diciembre de 2006, con ocasión de la venta de la casa matriz de la sociedad OMIMEX DE COLOMBIA LTD., la compañía cambió su razón social por la de MANSAROVAR ENERGY COLOMBIA LTD.

¹⁰ Cuaderno Principal número 1. Folio 60 y siguientes

¹¹ Cuaderno Principal número 1. Folio 69 y siguientes

4. El objeto del contrato, determinado en la cláusula primera del Contrato de Asociación Cocorná, es la exploración del Área Contratada y la explotación de petróleo de propiedad nacional que pueda encontrarse en dicha área, la cual corresponde a la descrita en la cláusula tercera, ubicada en los municipios de San Luis, Puerto Triunfo, Sonsón y Puerto Nare en el departamento de Antioquia y en el municipio de Puerto Boyacá, en el departamento de Boyacá. En virtud de este Contrato, ECOPETROL y TEXPET acordaron: (i) llevar a cabo los trabajos de exploración y explotación en los terrenos del Área Contratada; (ii) repartir entre sí los costos y riesgos de los mismos, en la proporción y términos previstos en el Contrato; y, (iii) pactar que las propiedades adquiridas y el petróleo producido y almacenado pertenece a cada Parte en las proporciones estipuladas en el Contrato (Cláusula 1.4).
5. El Contrato de Asociación Cocorná estuvo precedido del Contrato de Concesión del mismo nombre (Cocorná), celebrado entre el Gobierno Nacional y TEXPET bajo la vigencia del sistema de concesión para la exploración y explotación de hidrocarburos de propiedad nacional.
6. Por el conocimiento que las Partes tenían del Área Contratada, se preveía que el crudo que podría encontrarse era de naturaleza pesada y que para su explotación se requeriría la utilización de métodos no convencionales de producción, esto es, de inversiones muy superiores a las que se requieren para la explotación normal de otros campos. Por tal razón, el Contrato de Asociación Cocorná previó un tratamiento especial en algunos aspectos, especialmente en el tema de la duración máxima previsto en la Cláusula 23 del Contrato, diferente al establecido por ECOPETROL en el modelo estándar general de Contrato de Asociación.
7. La “*Fecha Efectiva*” del Contrato de Asociación Cocorná (de acuerdo con lo señalado en el literal J de la cláusula 4) es el 1º de septiembre de 1980 y el término de duración del Contrato se rige por lo previsto en la cláusula 23, que difiere de la cláusula estándar general de los contratos de asociación petrolera, porque aunque prevé que el Contrato tendrá una duración no mayor a veintiocho (28) años (6 años para el período de exploración y 22 para el de explotación), la misma cláusula establece que los plazos de los períodos de Exploración y de Explotación no se contabilizan de manera pura y simple, porque contempla una serie de excepciones y, en el caso del período de Explotación, establece que el término empieza a contar de manera independiente para cada Campo cuando se inicie la “explotación comercial de la última área de cada campo”. El texto de la cláusula 23 es del siguiente tenor literal:

“CLAUSULA 23. DURACION MAXIMA. Este contrato empezará a regir desde la fecha efectiva y tendrá una duración no mayor de veintiocho (28) años, distribuidos así: Hasta seis (6) años como período de exploración de conformidad con la Cláusula 5, sin perjuicio de lo estipulado en las Cláusulas 9.3, 9.8 y 34. y veintidós (22) años efectivos como período de explotación para cada uno de los campos contados a partir de la fecha en que se inicie la explotación comercial de la última Área de cada campo. Si fuere necesario aplazar la iniciación de la explotación en

cualquier campo o área declarada comercial por la limitada demanda en el mercado, por la limitada capacidad del oleoducto ó por la limitada capacidad de refinación, el período de explotación de veintidós (22) años empezará a contarse desde la fecha en que se inicie la explotación comercial de dicho campo o área.” (Negritas y resaltado fuera del texto)

La cláusula cuarta del Contrato de Asociación Cocorná, que contempla la definición de algunos términos, prevé que para los fines de ese Contrato, los términos “Campo”, “Área” y “Métodos Convencionales de Producción” y No Convencionales de Producción, tendrían un significado especial allí definido.

8. En el Contrato de Asociación Cocorná solo existe un campo (el Campo Teca), que por las características geológicas y por la naturaleza pesada del crudo (12.5° API), se dividió en tres (3) Áreas: (i) Cocorná Norte; (ii) Toche y (iii) Cocorná Sur, cada una con sus propias instalaciones o facilidades independientes para inyectar vapor, a fin de reducir la viscosidad del crudo y poderlo producir. Las Áreas Cocorná Norte y Toche están ubicadas en jurisdicción del municipio de Puerto Nare (Antioquia), en tanto que el Área Cocorná Sur (que se encuentra atravesando el río Cocorná) está ubicada en jurisdicción del municipio de Puerto Triunfo (Antioquia).
9. Desde 1981 hasta 1989, el Campo Teca se desarrolló en etapas sucesivas, empezando con el Área Norte (a la cual se le asignó el Módulo de tratamiento No. 1) y terminando con el Área Cocorná Sur (a la que se le asignó el Módulo de tratamiento No. 4). El Módulo No. 1, que cuenta con las facilidades o equipos de tratamiento de crudo, generación de vapor y sistema de agua residual está ubicado aproximadamente a 4.5 kilómetros de la zona centro del Área Cocorná Sur. El Módulo No. 2 a 6.5 kilómetros y el Módulo No. 3 a 1.7 kilómetros.
10. La fecha de inicio de explotación comercial del Área Norte (y la del Área Toche por haber quedado integrada al Área Norte) resulta irrelevante, toda vez que la que determina el inicio del Período de Explotación del Contrato de Asociación Cocorná (de acuerdo con la cláusula 23), es la fecha de inicio de la explotación comercial de la última Área del Campo, esto es, el Área Cocorná Sur. Por tal razón, no se discute que la explotación del Área Norte se haya iniciado el 4 de febrero de 1982; en tanto que, respecto a la fecha de inicio de la explotación comercial del Área Cocorná Sur se presentó a partir del 3 de julio de 2008 una discrepancia de criterio entre ECOPETROL y MANSAROVAR, toda vez que con antelación a esta fecha nunca existió discusión entre las Partes respecto a que ella estaba claramente determinada por la entrada en operación de las facilidades que constituyen el Módulo No. 4 (estación generadora de vapor del Área Sur), lo cual ocurrió el 19 de junio de 1989. Sólo a partir del 3 de julio de 2008, esto es, diecinueve (19) años después de haber entrado en operación el Módulo No. 4, ECOPETROL cuestionó este hito como el determinador de la fecha de iniciación del período de explotación del Contrato de Asociación Cocorná.
11. Lo que si cuestionó ECOPETROL (a partir del año 2002), fue el hecho de que el Contrato de Asociación Cocorná (independientemente de que el

Período de Explotación se hubiera iniciado en 1989 con la entrada en operación del Módulo No. 4), pudiera extenderse más allá de los veintiocho (28) años calendario contados a partir de la Fecha Efectiva, es decir, más allá del 1º de septiembre de 2008. Sin embargo, el 3 de julio de 2008 ECOPETROL aceptó que en virtud de la cláusula 23 del Contrato de Asociación Cocorná, éste podía sobrepasar los veintiocho (28) años calendario, pero cuestionó que el hecho determinante de la fecha de iniciación del período de explotación fuera la entrada en operación del Módulo No. 4 que ocurrió el 19 de junio de 1989. En este sentido, ECOPETROL pasó a sostener que la fecha de iniciación del Período de Explotación del Contrato de Asociación Cocorná está determinada por la primera estimulación térmica que se realizó a uno de los pozos ubicados en el Área Cocorná Sur, la cual, se llevó a cabo el día 9 de octubre de 1986 al Pozo T-224, con vapor generado provisionalmente en el Módulo No. 1 y producción procesada en el Módulo No. 3.

12. Para demostrar que con antelación al 3 de julio de 2008 nunca se cuestionó que la explotación comercial del Área Sur del Campo Teca la determinaba la entrada en operación de las facilidades que constituyen el Módulo No. 4, basta revisar las actuaciones surtidas por las Partes y, en este sentido, se tiene que el 21 de diciembre de 1984, cuando el Gerente de TEXPET (señor J. R. Buttle) solicitó a ECOPETROL la declaratoria de comercialidad de Cocorná Sur, aclaró que aunque se utilizarían las principales facilidades instaladas en el Campo Teca, iba a ser necesaria la *“adquisición del equipo de inyección de vapor y las facilidades de producción y transporte”* para poder contar con una producción neta de 5.300 barriles diarios en el tercer año de desarrollo del campo.
13. Luego, consta en Acta No. 1.643 del 11 de febrero de 1985, que la Junta Directiva de ECOPETROL cuando aceptó la comercialidad del Área Cocorná Sur tuvo en cuenta el costo de las inversiones para la construcción de las facilidades propuestas por TEXPET.
14. Aunque de acuerdo con la solicitud de comercialidad presentada por TEXPET, el desarrollo del Área Cocorná Sur tardaría tres (3) años para alcanzar una producción diaria de 5.300 barriles, la construcción del Módulo No. 4 se prolongó quince (15) meses más (desde marzo de 1985 hasta junio de 1989), debido a la explosión que se presentó el 16 de agosto de 1986 y que destruyó el Módulo No. 2, por cuanto este accidente conllevó la necesidad de priorizar la destinación de los recursos en la reconstrucción del Módulo No. 2 para no afectar la producción de las Áreas del Campo Teca que ya venían siendo explotadas.
15. El Módulo No. 4 estuvo entonces en construcción desde 1985 hasta 1989, tal como se verifica en las Actas 17 y siguientes del Comité Ejecutivo, así como en el Acta de Recibo de Equipo suscrita el 12 de enero de 1989, que se adjunta como prueba documental No. 12, en la que consta que en esa fecha TEXPET recibió de la compañía constructora Distral S.A. el equipo de tratamiento (1). Separador de Agua Libre y (2). Tratadores deshidratadores térmico-electrostáticos) solicitado con requisición No. 03-093 del 29 de enero de 1987, *“quedando pendientes las pruebas hidrostáticas finales y la etapa*

de arranque la cual se efectuará a la par con la finalización de la construcción del Módulo.”

16. El 6 de septiembre de 1990, el Gerente General de TEXPET (Ingeniero Raúl González) remitió al Presidente de ECOPETROL (Dr. Andrés Restrepo) la comunicación GER-0188/90, en la que informa que la fecha a partir de la cual se da comienzo al período de veintidós (22) años de explotación del Contrato de Asociación Cocorná es el 19 de junio de 1989 cuando entró en operación el Módulo No. 4.
17. Aunque últimamente ECOPETROL ha manifestado no haber encontrado en sus archivos la respuesta dada a la comunicación GER-0188/90 del 6 de septiembre de 1990, lo cierto es que en memorando interno de ECOPETROL del 6 de mayo de 1992 dirigido por el Coordinador de Apoyo Legal Dr. Rafael Malaver Patarroyo al Vicepresidente de Operaciones, se hizo referencia al pronunciamiento de TEXPET sin desvirtuar su posición. Por el contrario, se reconoció que tanto en el Contrato de Asociación Cocorná como en el Contrato Nare (suscrito por las Partes en la misma fecha), el término de duración del Contrato podía exceder de los veintiocho (28 años), teniendo en cuenta que la iniciación del período de explotación se podía aplazar prácticamente de manera indefinida.
18. Como se advierte en el numeral anterior, en la misma fecha en que se suscribió el Contrato de Asociación Cocorná (3 de septiembre de 1980), las mismas Partes (ECOPETROL y TEXPET) suscribieron el Contrato de Asociación Nare y a raíz de las inversiones que se debían realizar para desarrollar los Campos Nare Norte (Jazmín), Moriche y Chicalá, una de las cesionarias de ese entonces, OMIMEX DE COLOMBIA LTD., en comunicación GG-081-98 del 11 de agosto de 1998 solicitó a ECOPETROL ratificar que de acuerdo con la cláusula 23 del Contrato, la duración del Período de Explotación de los campos del Contrato de Asociación Nare producidos con mecanismos de inyección cíclica o de vapor, iniciaba al comenzar la explotación comercial de dichos campos.
19. Lo anterior, teniendo en cuenta que en la cláusula 23 del Contrato de Asociación Nare se había pactado que el período de explotación de veintidós (22) años para los crudos que requerían métodos no convencionales de producción se empezaba a contar, tal como en el Contrato de Asociación Cocorná, a partir de la fecha de iniciación de la explotación comercial de la última área de cada campo.
20. Ante la solicitud formulada por OMIMEX, parcialmente transcrita en el numeral anterior, se generó el memorando interno del 24 de septiembre de 1998 del Coordinador de Apoyo Legal VEP de ECOPETROL Dr. Omar Álvarez Melo, dirigido a la Gerencia Región Occidente.
21. Aunque en el concepto jurídico interno de ECOPETROL del 24 de septiembre de 1998 se reconocía de manera explícita que el período de explotación de veintidós (22) años del Contrato de Asociación Nare se determinaba para cada uno de los campos a partir de la fecha en que iniciara la explotación de cada uno de ellos, el Vicepresidente Adjunto de

Operaciones Asociadas de ECOPETROL Dr. Victor Eduardo Pérez Herrera manifestó a OMIMEX en comunicación ASO-826 del 22 de octubre de 1998, que los veintidós (22) años del período de explotación iniciarían *“una vez el Comité Ejecutivo de la Asociación apruebe el plan de desarrollo para los Campos Nare Norte, Moriche y Chicalá”*, solicitando la aceptación de la Asociada *“para que el período de 22 años cubra todas las áreas productoras de hidrocarburos del Contrato de Asociación Nare, (áreas comerciales no desarrolladas y posibles áreas de Sólo Riesgo) para que de esta manera, tanto Ecopetrol como los Asociados puedan obtener una explotación económica del área contratada.”*

22. Teniendo en cuenta tales antecedentes, el 25 de mayo del año 2000, las Partes a solicitud de ECOPETROL, procedieron a suscribir de común acuerdo el Otrosí de Modificación de la Cláusula 23 del Contrato de Asociación Nare, en donde ECOPETROL reconoció expresamente que los veintidós (22) años del Período de Explotación del Contrato celebrado el 3 de septiembre de 1980 habrían de ser contados a partir del 5 de noviembre de 1999, con lo cual, la fecha de terminación de dicho contrato se extiende hasta el año 2021, esto es, mucho más allá de los veintiocho (28) años contados desde la Fecha Efectiva.
23. Lo que para esta época no generaba ningún asomo de duda para las Partes era la fecha en que se había iniciado la explotación comercial de la última Área del Campo Teca, con fundamento en la cual se establecía la fecha de terminación del Contrato de Asociación Cocorná. Así lo evidencia el oficio VEP-No. 169 del 30 de junio de 2000, suscrito por el Vicepresidente de Exploración y Producción de ECOPETROL Dr. Tomas Villamil Barrera, en donde se reconoce explícitamente que la fecha de terminación del Contrato de Asociación Cocorná es el 18 de junio de 2011, esto es, a los veintidós (22) años de haberse iniciado la explotación comercial del Área Sur con la entrada en operación del Módulo No. 4 y, lo ratifica el oficio APR-027 del 6 de febrero de 2003 suscrito por el Dr. Nelson Navarrete de la Vicepresidencia Adjunta de Producción de ECOPETROL, funcionarios éstos quienes en razón de sus cargos, tenían toda la capacidad jurídica para comprometer a la convocada.
24. Del mismo modo, el 14 de septiembre de 2000, el Ministerio de Minas y Energía también reconoció y aceptó expresamente en el oficio número 38044 dirigido al Presidente de ADECO (Asociación de Directivos Profesionales, Técnicos y Trabajadores de las Empresas de la Rama de Actividad Económica del Recurso Natural del Petróleo y sus derivados) que la fecha en que se inició la explotación comercial de la última Área del Campo Teca fue el 19 de junio de 1989, toda vez que certificó como fecha de terminación del Contrato de Asociación Cocorná el 18 de junio de 2011 (a los 22 años de haber entrado en operación el Módulo No. 4 del Área Cocorná Sur). En dicho oficio, el Director General de Hidrocarburos del Ministerio de Minas y Energía, Ing. Julio Cesar Vera, certificó que el *“Contrato de Asociación Cocorná, fue suscrito el 3 de septiembre/80, con fecha efectiva 1º de septiembre/80, aprobado mediante Resolución #001679 del 7 de septiembre de 1981, fecha de comercialidad Agosto 20/81 y con fecha de*

terminación del contrato Junio 18/2011". (Negrillas y subrayas fuera del texto).

25. Dado que en su momento, el Gerente de OMIMEX DE COLOMBIA LTD. (Cesionario del Contrato de Asociación) desconocía las certificaciones transcritas y la comunicación del 6 de septiembre de 1990 dirigida por el Gerente General de TEXPET a ECOPETROL, solicitó a la Jefe de la Oficina Jurídica del Ministerio de Minas y Energía mediante comunicación GG-070-01 del 19 de abril de 2001, certificar la fecha exacta en que el Área Cocorná Sur del Campo Teca dio inicio a la explotación comercial.
26. No obstante la claridad con la que fue solicitada la certificación, mediante oficio 9185 del 30 de octubre de 2001, la Jefe de la Oficina Jurídica del Ministerio al responder a OMIMEX se limitó a correr traslado del concepto técnico emitido por la Dirección General de Hidrocarburos, en el que se concluía que para esa Dirección, la fecha de iniciación de la explotación del Contrato era el 4 de febrero de 1982, por considerar que *"el área comercial dada por Ecopetrol corresponde a la totalidad de la estructura del campo Teca"*.
27. Dada la respuesta del Ministerio, OMIMEX en comunicación GG-203-01 del 6 de noviembre de 2001 expuso los argumentos por los que consideraba erróneo el concepto emitido por la Dirección General de Hidrocarburos y le solicitó a la Oficina Jurídica del Ministerio pronunciarse sobre el particular. Sostuvo que la fecha de inicio de la explotación comercial debía ser *"la misma en que se realizó la primera estimulación en caliente de pozos del área sur en el módulo 4"*, lo cual, ocurrió en el año de 1989 cuando se inició la operación de este Módulo.
28. En desarrollo de lo anterior, la Oficina Jurídica del Ministerio generó el memorando interno No. 11802 del 3 de diciembre de 2001 dirigido al Director de Hidrocarburos, en el que aclara que efectivamente los veintidós (22) años de explotación deberán contarse desde que se inició la explotación comercial de la última área en que se dividió el campo 'Teca', "esto es el área correspondiente al módulo 4 y no desde la producción de los primeros pozos correspondientes a la primera área del referido campo".
29. Acto seguido, el 1º de febrero de 2002 la misma Jefe de la Oficina Jurídica del Ministerio solicitó a ECOPETROL un pronunciamiento respecto a la fecha de inicio de explotación del Contrato Cocorná.
30. En respuesta a la solicitud del Ministerio, mediante comunicación radicada con el número 213701 del 16 de julio de 2002, el Coordinador de Contratación DIJ de ECOPETROL Dr. Jaime Pineda Durán, en abierta contradicción con la posición asumida en repetidas ocasiones por ECOPETROL en el Contrato de Asociación Nare (en el que se reconoció que el término de duración del Contrato podía superar los 28 años), emitió el concepto que modificó la posición de ECOPETROL respecto a la fecha de terminación del Contrato de Asociación Cocorná. En este concepto, aunque se reconoce que de acuerdo con la cláusula 23, el Período de Explotación equivale a veintidós (22) años desde la iniciación de la explotación del Area Sur, que según el mismo

concepto, “ocurrió cuando se inició la operación del Módulo 4, en el año de 1989”, se concluye que el Contrato debe terminar “el 1º de septiembre de 2008,..., cuando contando desde la Fecha Efectiva, se cumplen los 28 años acordados como límite máximo.”

31. Del concepto emitido en julio de 2002 por el Coordinador de Contratación de ECOPETROL no se corrió traslado a OMIMEX y, aunque a partir de abril de 2006 las Partes empezaron a tratar de manera incipiente lo relativo a la terminación del Contrato de Asociación Cocorná y su posible extensión desde el 1º de septiembre de 2008, con la llegada de la nueva administración a la empresa, MANSAROVAR revisó el tema y encontró argumentos suficientes para solicitar formalmente a ECOPETROL reconsiderar la fecha de terminación del Contrato de Asociación Cocorná. En este sentido, en el documento del 26 de septiembre de 2007, MANSAROVAR se orientó a desvirtuar el cambio de posición de ECOPETROL respecto a que el Contrato no podía extenderse más allá del 1º de septiembre de 2008 cuando se cumplían los veintiocho (28) años contados a partir de la Fecha Efectiva del Contrato, por cuanto antes del concepto del 16 de julio de 2002, no existía duda para ECOPETROL de que la entrada en operación del Módulo No. 4 en 1989 era la que determinaba el inicio del período de Explotación del Campo Teca.
32. Cuatro (4) meses después, la Vicepresidencia de Producción de ECOPETROL mediante escrito radicado bajo el número 2-2008-3321 del 1º de febrero de 2008, señaló que la convocada había considerado necesario contar con el concepto de un abogado especialista externo para fijar su posición oficial respecto a la fecha de terminación del Contrato, lo cual, en su consideración tardaría alrededor de cuatro (4) semanas.
33. El 12 de febrero de 2008, el Presidente de la Junta Directiva Nacional de ADECO (Sr. José Johny Martínez Donoso), radicó en el Ministerio de Minas y Energía la comunicación ADENAL 014/02/2008, en la cual solicita el pronunciamiento oficial de esa entidad respecto a la fecha de terminación del Contrato de Asociación Cocorná, señalando que en criterio de esa Organización Sindical, le asiste la razón jurídica a MANSAROVAR para considerar que la fecha de terminación del Contrato es el 18 de junio de 2011 y no el 1º de septiembre de 2008 como lo pretende ECOPETROL.
34. El 3 de marzo de 2008, en respuesta al derecho de petición formulado por ADECO, la Jefe de la Oficina Jurídica del Ministerio de Minas y Energía Doctora Clara Stella Ramos Sarmiento y el Director de Hidrocarburos Ingeniero Julio Cesar Vera Díaz, expidieron el oficio 2008008887, en el que tras aclarar que el Ministerio no es la autoridad competente para dirimir conflictos de naturaleza contractual, ratificaron la información suministrada a ADECO en el oficio 38044 del 14 de septiembre de 2000, esto es, la que señala que la fecha de terminación del contrato es el 18 de junio de 2011.
35. El 24 de junio de 2008, MANSAROVAR dirigió una nueva comunicación a ECOPETROL solicitando respuesta al planteamiento formulado el 26 de septiembre de 2007 y advirtiendo que el silencio en torno a este tema podría configurar una respuesta ficta por parte de ECOPETROL.

36. En la misma comunicación ECOPETROL remitió copia del concepto jurídico emitido por el abogado especialista en temas contractuales Doctor FERNANDO HINESTROSA, quien en concepto del 21 de mayo de 2008 manifestó que el límite de 28 años no tenía relevancia, pues el término de 22 años se contaría desde la iniciación de la explotación comercial de la última área.
37. Si bien, el concepto del Doctor FERNANDO HINESTROSA fue acogido íntegramente por ECOPETROL en su comunicación 2-2008-28242 del 3 de julio de 2008, en la que aceptó que a la luz de lo pactado en la cláusula 23, el Contrato se podía extender más allá de los veintiocho (28) años calendario, en la misma comunicación, de manera súbita y sorpresiva ECOPETROL planteó un nuevo asunto objeto de controversia sobre la fecha de inicio de explotación comercial del Área Cocorná Sur, que es la que determina el plazo máximo del contrato. En este sentido, ECOPETROL concluyó que la fecha ya no estaba determinada por la entrada en operación del Módulo No. 4 como lo había aceptado en repetidas comunicaciones emitidas por Vicepresidentes de esa Empresa, sino que estaba determinada por *“la comprobación del comienzo del desarrollo del área mediante la estimulación de vapor”*, la cual, se llevó a cabo el 9 de octubre de 1986 en el Pozo T-224, mediante la utilización provisional de los Módulos No. 1 y No. 3, para generar vapor y procesar el crudo, respectivamente. De manera que la fecha de terminación del Contrato de Asociación Cocorná (según la nueva tesis de ECOPETROL), ya no sería el 1º de septiembre de 2008, sino lo que es prácticamente lo mismo, treinta y ocho (38) días después, esto es, el 8 de octubre de 2008.
38. El 24 de julio de 2008, MANSAROVAR respondió a ECOPETROL la comunicación del 3 de julio de 2008, solicitándole nuevamente reconsiderar su posición aportando todos los argumentos de tipo jurídico tendientes a fundamentar su posición.
39. En comunicación del 20 de agosto de 2008, ECOPETROL ratificó la posición expresada el 3 de julio, en el sentido de señalar que la fecha de terminación del Contrato es el 9 de octubre de 2008, cuando se cumplen los veintidós (22) años de la estimulación de vapor del pozo T-224.
40. El 11 de septiembre de 2008, el Ministerio de Minas y Energía nuevamente se pronunció ratificando la información suministrada en el oficio del 14 de septiembre de 2000, en el que certificaba a ADECO como fecha de terminación del Contrato de Asociación Cocorná el 18 de junio de 2011. Cabe destacar que dicho pronunciamiento fue emitido en respuesta a la solicitud formulada por ECOPETROL el 1º de julio de 2008, en la que tras informar sobre la controversia surgida entre esa Empresa y MANSAROVAR en torno a la fecha de terminación del Contrato de Asociación Cocorná solicitó al Ministerio emitir *“su nueva posición dando alcance a la comunicación de fecha 14 de septiembre de 2000”*.
41. Cabe llamar la atención respecto a la actitud asumida por ECOPETROL frente al Ministerio de Minas y Energía, al abstenerse de informar que la propia ECOPETROL había emitido también a ADECO el 30 de junio del año 2000

(días antes de que el Ministerio lo hiciera) una certificación en idéntico sentido a la del Ministerio y cuya modificación estaba solicitando la estatal petrolera; de manera que no se explica por qué ECOPETROL pretendió cubrir con un manto de duda la actuación del Ministerio en el año 2000.

42. No obstante lo anterior, la respuesta del Ministerio proferida el 11 de septiembre de 2008 fue contundente, perentoria y categórica al no modificar la posición expuesta en el oficio 38044 del 14 de septiembre de 2000 en el que certifica que la fecha de terminación del Contrato de Asociación Cocorná es el 18 de junio de 2011, tal como se advierte en el oficio 2008041657 del 11 de septiembre de 2008 suscrito por el Director de Hidrocarburos del Ministerio.
43. Pese al pronunciamiento del Ministerio de Minas y Energía, ECOPETROL mantuvo su posición de dar por terminado el Contrato de Asociación Cocorná el 8 de octubre de 2008.
44. El 3 de octubre de 2008, MANSAROVAR recibió una comunicación de ECOPETROL en la que reiteraba que la terminación del Contrato de Asociación Cocorná ocurriría el 8 de octubre a las 24:00 horas, pero señalando que, en reconocimiento de la existencia de la controversia respecto a la fecha de terminación del Contrato, la empresa estaba dispuesta a celebrar con MANSAROVAR *“i) un pacto compromisorio para someter la diferencia a un tribunal de arbitramento, ii) un acuerdo de operación para que Mansarovar opere el Campo Teca hasta cuando el laudo que emita el tribunal de arbitramento quede en firme y, iii) ... un contrato de fiducia de administración y pagos, donde la fiduciaria tendría el encargo de administrar los ingresos, pagar las regalías de ley y realizar todos los pagos correspondientes a la operación. Una vez realizada la anterior operación, el 50% del remanente deberá ser girado a Ecopetrol y, el 50% restante del remanente, deberá permanecer en una cuenta especial de la fiducia, a disposición del tribunal de arbitramento, para que a partir de su decisión, se asignen dichos ingresos, ya sea a la Asociada o a Ecopetrol, en virtud de la continuidad o no del contrato de asociación.”*
45. En desarrollo de la propuesta formulada por ECOPETROL, el 8 de octubre de 2008, ECOPETROL y MANSAROVAR firmaron el Acta de Terminación del Contrato de Asociación Cocorná, según la cual, las Partes acuerdan dar por terminado el Contrato el 8 de octubre de 2008 a las 24:00 horas, quedando dicha terminación sujeta a la siguiente condición resolutoria: *“Que el laudo del Tribunal de Arbitramento otorgue la razón a MANSAROVAR, y que éste quede en firme. Lo anterior significará, que la cuenta conjunta continúa hasta la fecha de terminación que indique el Tribunal en dicho laudo. Como consecuencia de lo anterior, el total de la cuenta de remanente, será girado a favor de MANSAROVAR por la fiduciaria.”*
46. En la misma Acta se aclaró que no obstante la terminación del Contrato, las Partes reconocían la existencia del conflicto en torno a la fecha de terminación del Contrato y, con el fin de mitigar los efectos, adoptaron las siguientes decisiones: celebrar un pacto comisario, un acuerdo de operación y un contrato de fiducia.

47. Con posterioridad a la suscripción de los documentos de terminación del Contrato, se analizaron los impactos financieros y tributarios que implicaba la suscripción del contrato de fiducia, razón por la cual, las Partes decidieron suscribir el 29 de diciembre de 2008 un Otrosí al Pacto Compromisorio para, entre otras, modificar la forma de administrar los ingresos y egresos de la operación del Campo Teca.
48. Como ya se señaló, el 8 de octubre de 2008 ECOPETROL y MANSAROVAR firmaron el documento denominado “PACTO COMPROMISORIO ASOCIACION COCORNÁ”, según el cual, las Partes acuerdan someter a un Tribunal de Arbitramento, la resolución de la controversia surgida respecto a la fecha de terminación del Contrato de Asociación Cocorná, previendo en la cláusula quinta, que fue modificada por el Otrosí suscrito el 29 de diciembre de 2008, que la solicitud de convocatoria para la integración del Tribunal debe ser presentada por MANSAROVAR a más tardar el lunes 9 de febrero de 2009.

4.2.2 Las pretensiones

En la demanda se formularon las siguientes pretensiones:

“PRIMERA.- DECLARAR que el período de explotación del Contrato de Asociación “Sector Cocorná”, celebrado el 3 de septiembre de 1980 entre la EMPRESA COLOMBIANA DE PETROLEOS (ECOPETROL) y la sociedad TEXAS PETROLEUM COMPANY (TEXPET), en calidad de Asociada, el cual se encuentra contenido en la Escritura Pública No. 3035 del 10 de septiembre de 1980 de la Notaría Dieciocho del Círculo de Bogotá, siendo la Asociada actualmente MANSAROVAR ENERGY COLOMBIA LTD. **expira el día 18 de junio de 2011**, de conformidad con la Cláusula 23 de dicho Contrato, teniendo en cuenta que, entre otras, el período de explotación comenzó cuando entró en operación el Modulo 4 y se inició la explotación comercial de la última Área del Campo Teca.

“SEGUNDA.- Como consecuencia de lo anterior, DECLARAR cumplida la “CONDICIÓN RESOLUTORIA” a que se refiere el numeral 2.1 de la cláusula Segunda (“CONDICIONES”) del documento suscrito el día 8 de octubre de 2008 por ECOPETROL S.A. y MANSAROVAR ENERGY COLOMBIA LTD. denominado “ACTA DE TERMINACIÓN CONTRATO DE ASOCIACIÓN COCORNÁ”.

“TERCERA.- Como consecuencia de las anteriores declaraciones, ORDENAR a ECOPETROL S.A., encargada de administrar a partir del 9 de octubre de 2008 los ingresos y ejecutar los pagos derivados de la explotación y operación del Campo Teca, girar a favor de MANSAROVAR ENERGY COLOMBIA LTD. los recursos de la “Cuenta Remanente” y el 50% de los recursos de la “Cuenta de Regalías” en cumplimiento de lo acordado por las Partes en el “ACTA DE TERMINACIÓN CONTRATO DE ASOCIACIÓN COCORNÁ” suscrita el 8 de octubre de 2008 y en el “OTROSI PACTO COMPROMISORIO ASOCIACIÓN COCORNÁ” suscrito el 29 de diciembre de 2008.

“CUARTA.- CONDENAR a ECOPETROL S.A. a pagar a favor de MANSAROVAR ENERGY COLOMBIA LTD. los intereses comerciales y la indexación sobre las sumas de dinero mencionadas en la pretensión anterior, desde el día 9 de octubre

de 2008, fecha a partir de la cual ECOPETROL S.A. comenzó a administrar los recursos provenientes de la operación del Campo Teca.

“QUINTA.- CONDENAR en costas y gastos del proceso a ECOPETROL S.A.”

4.3 Contestación a la demanda

Como se mencionó antes, el apoderado de la parte convocante contestó la demanda el día veintitrés (23) de junio de 2009.

En la parte inicial de su escrito hizo un recuento sobre el desarrollo de cada una de las Áreas del Campo Teca y específicamente del inicio de la estimulación con vapor del Área Cocorná Sur, última Área desarrollada en virtud del Contrato de Asociación Cocorná.

Así mismo, se pronunció frente a los hechos de la demanda, admitiendo algunos y negando la mayoría, formulando su versión sobre cada uno. Adicionalmente propuso las excepciones antes enunciadas y solicitó y aportó pruebas.

4.4 Pronunciamiento sobre la competencia del Tribunal

Dentro de la primera audiencia de trámite, el tribunal advirtió que el apoderado de la parte convocada había formulado la excepción de “Falta de competencia del H. Tribunal en relación con la pretensión cuarta de la demanda.”

Dicha oposición fue formulada en los términos siguientes:

“En el escrito de demanda, la Convocante solicita en la pretensión cuarta que el H. Tribunal condene a ECOPETROL “a pagar a favor de MANSAROVAR ENERGY COLOMBIA LTD. los intereses comerciales y la indexación sobre las sumas de dinero mencionadas en la pretensión anterior, desde el día 9 de octubre de 2008, fecha a partir de la cual ECOPETROL S.A. comenzó a administrar los recursos provenientes de la operación del Campo Teca.”

“En relación con esta pretensión me permito manifestar al H. Tribunal la falta de competencia del mismo para fallar conforme con la pretensión antes transcrita. De hecho, dicha pretensión excede o desborda el acuerdo compromisorio que da origen al presente Tribunal, en la medida que en este se señaló expresamente, tanto en el considerando número 8 del Pacto Compromisorio, como en el Otrosí al mismo, de fecha 29 de diciembre de 2008, lo siguiente: *“El valor depositado en la cuenta de **ECOPETROL** deberá ser girado a **MANSAROVAR**, si el Tribunal de Arbitramento les otorga la razón, la asignación de dicho valor, será el único valor que recibirá la parte favorecida por el laudo.*”

Por lo anterior, el H. Tribunal no podrá fallar nada diferente a lo allí establecido.”

En esa oportunidad el Tribunal consideró, de una parte, que la decisión sobre las excepciones de mérito estaría contenida en el laudo y, de la otra, que tal decisión supondría un análisis detenido y eventualmente soporte probatorio, todo lo cual habría de realizarse dentro del trámite.

Así pues, revisados los aspectos anteriormente enumerados, y al encontrar cumplidos los requisitos de validez y alcance del pacto arbitral, el Tribunal resolvió declararse competente para resolver en derecho las diferencias sometidas a su consideración, sin perjuicio de lo que se decidiera en el laudo frente la excepción mencionada.

5. Las pruebas del proceso

El Tribunal decretó las pruebas del proceso, en audiencia que tuvo lugar el día 12 de agosto de 2009, según consta en el Acta número 6¹², las cuales se practicaron de la siguiente manera:

Documentales allegadas por las partes

Se ordenó tener como prueba los documentos anexados a la demanda¹³ y a su contestación¹⁴, así como al escrito presentado durante el traslado de las excepciones de mérito.¹⁵

Oficios

El Tribunal ordenó oficiar al Ministerio de Minas y Energía, de acuerdo con lo solicitado por la parte convocada, para que enviara copia auténtica de las siguientes Forma Ministeriales: (i) Forma ministerial 15-A-CR de diciembre de 1992 (ii) Forma ministerial 15-A-CR de agosto de 1993, (iii) Forma ministerial 9-SH de diciembre de 1992 (iv) Forma ministerial 9-SH de agosto de 1993 (v) Forma ministerial 9-SH de abril de 2009, todas relacionadas con el contrato de asociación Cocorná, Campo Teca.

De acuerdo con lo anterior, se envió el oficio con fecha veinticuatro (24) de agosto de 2009 y, el catorce (14) de septiembre de 2009, se recibió respuesta de la entidad requerida¹⁶.

Dictamen Pericial

El apoderado de la parte convocada solicitó un dictamen pericial, el cual fue decretado por el Tribunal. Sin embargo, posteriormente desistió de la prueba solicitada, sin que la parte convocante o el Ministerio Público se hubieran opuesto a tal desistimiento, de manera que fue aceptado por el Tribunal, mediante auto proferido el veintiuno (21) de septiembre de 2009, según consta en el Acta número 12.¹⁷

Testimonios

¹² Cuaderno Principal número 1. Folios 227 a 240

¹³ Cuaderno Principal número 1. Folios 50 a 53

¹⁴ Cuaderno Principal número 1. Folio 195 y 196

¹⁵ Cuaderno Principal número 1. Folio 205 y 206

¹⁶ Cuaderno de Pruebas número 9. Folio 305

¹⁷ Cuaderno Principal número 1. Folio 316 y siguientes

Los testimonios decretados por el Tribunal, se practicaron de la siguiente forma:

- El testimonio del los señores Omar Contreras Sánchez, José Eliseo Acevedo Olaya, Jorge Escobedo Sicard, Hernando Vallejo Gallegos y Edgar Arturo Calle Álvarez, fue rendido en audiencia del dieciocho (18) de noviembre de 2009, según constan en el Acta número 9.¹⁸

En la audiencia el testigo Omar Contreras elaboró un cuadro, que se anexó a la transcripción de su declaración. El Tribunal le solicitó aportar el mapa estructural de los campos Cocorná y Nare, el cual fue incorporado al expediente el nueve (9) de septiembre de 2009.¹⁹

- El testimonio de los señores Rafael Malaver Patarroyo, José Darío Parra Vega y Jaime Pineda Durán, fue rendido en audiencia del tres (3) de septiembre de 2009, según consta en el Acta número 10.²⁰
- El testimonio de los señores Segundo Antonio González Cárdenas y Marco Herrera González, fue rendido el nueve (9) de septiembre de 2009, según consta en el Acta número 11.²¹
- El testimonio de Jimmy Guerrero Luna y Eduardo Emiro Ríos, fue rendido el veintiuno (21) de septiembre de 2009, según consta en el Acta número 12.²²

Durante su testimonio, el señor Guerrero elaboró un cuadro y presentó un documento que contiene el estudio de comercialidad del pozo de Ecopetrol, los cuales se anexaron al expediente.

El apoderado de la parte convocante formuló tacha por sospecha al testigo Jimmy Guerrero, con fundamento en su vinculación laboral con la parte convocada, la cual se decidirá más adelante.

- El testimonio de Gildardo de Jesús Gil Cardona²³ y el interrogatorio de parte practicado al señor Juan Camilo Pinzón²⁴, fueron llevados a cabo el dieciséis (16) de octubre de 2009 tal como consta en el Acta número 13.

Las partes desistieron de algunas de las declaraciones decretadas, según se relaciona a continuación:

¹⁸ Las transcripciones obran a folios 01 a 38, 76 a 79, 85 a 94, 116 a 120, 127 a 132 respectivamente, del Cuaderno de Pruebas número 9.

¹⁹ Cuaderno Principal número 1. Folio 310

²⁰ Las transcripciones obran a folios 146 a 151; 183 a 188; 204 a 208 respectivamente, del Cuaderno de Pruebas número 9.

²¹ Las transcripciones obran a folios 165 a 170; 252 a 268 respectivamente del Cuaderno de Pruebas número 9.

²² Las transcripciones obran a folios 220 a 233; 356 a 377 respectivamente, del Cuaderno de Pruebas número 9.

²³ La transcripción obra a folios 321 a 332 del Cuaderno de Pruebas número 9

²⁴ Cuaderno de Pruebas número 9. Folios 306 a 310

- En audiencia del veintiocho (28) de agosto de 2009, que consta en el Acta número 8 se aceptó el desistimiento de los testimonios de Leslie Marin Flórez y Adriano Lobo.
- En audiencia del tres (3) de septiembre de 2009, que consta en el Acta número 10, se aceptó el desistimiento de los testimonios de los señores Nelson Navarrete, Fernando Arévalo, y Wildman Reinoso.
- En audiencia del (21) de septiembre de 2009, que consta en el Acta número 12, se aceptó el desistimiento de los testimonios de los señores Douglas Alvarado y Samuel Fernando Muñoz.
- En audiencia del (16) de octubre de 2009, que consta en el Acta número 13, se aceptó el desistimiento del interrogatorio de parte al representante legal de la parte convocante y del testimonio de Julio César Vera.

Inspecciones Judiciales

1. Inspección Judicial con exhibición de documentos en Chevron Petroleum Company:

Esta inspección se llevó a cabo el veintiocho (28) de agosto de 2009, y fue atendida por la doctora Clara Inés Guarín, Directora del Departamento Legal de Chevron, quien exhibió la documentación que se relaciona en el Acta número 75 del expediente²⁵.

El dieciséis (16) de octubre de 2009, los apoderados de las partes presentaron un escrito conjunto en el cual relacionaron los documentos cuya incorporación al expediente solicitaron de común acuerdo.²⁶

De algunos de los documentos incorporados, el apoderado de la parte convocante presentó traducción oficial²⁷, a cuyo traslado renunció el apoderado de la convocada, y por consiguiente, fueron decretados como prueba incorporada al proceso.

2. Inspección Judicial con exhibición de documentos en Ecopetrol S.A.:

Se llevó a cabo el veintiocho (28) de agosto de 2009 y fue atendida por el funcionario Carlos Hernando Vásquez Díaz, quien exhibió los documentos que se relacionan en el documento que se anexó al Acta No. 8 del expediente²⁸.

De conformidad con el memorial presentado por las partes de común acuerdo,²⁹ el veinte (20) de noviembre de 2009 el Tribunal decretó la incorporación al expediente de los documentos seleccionados conjuntamente.

²⁵ Cuaderno Principal número 1. Folio 269 a 272

²⁶ Cuaderno Principal número 1. Folio 341

²⁷ Cuaderno principal número 1. Folio 353 a 370

²⁸ Cuaderno Principal número 1. Folio 274 a 286

²⁹ Cuaderno Principal número 1. folio 375 a 377

3. Inspección Judicial con exhibición de documentos e intervención de perito al Campo Teca:

Mediante escrito presentado el veintiuno (21) de septiembre de 2009,³⁰ el apoderado de la parte convocante desistió de la prueba pericial solicitada. Así mismo, en audiencia del veintiocho (28) de octubre de 2009, los apoderados de las partes manifestaron que conjuntamente revisarían los documentos ubicados en el Campo Teca para aportar al proceso los que estimaran pertinentes.

En audiencia del veinte (20) de noviembre de 2009, se incorporaron los documentos seleccionados por los apoderados, los cuales se relacionan en el memorial presentado por el apoderado de la parte convocada³¹ y en el Acta No. 15.³²

Habiendo seleccionado los apoderados los documentos que se encontraban en el Campo Teca, y decretada su incorporación al expediente, de común acuerdo desistieron de la inspección judicial al Campo, desistimiento que fue aceptado por el Tribunal.

6. Término del proceso

Por no existir término especial acordado por las partes en el “Pacto Compromisorio Asociación Cocorná” y de conformidad con lo establecido en el artículo 103 de la Ley 23 de 1991, el presente proceso arbitral tiene una duración de seis meses contados a partir de la finalización de la primera audiencia de trámite que tuvo lugar el día doce (12) de agosto de 2009.

En tales condiciones el término de duración del proceso se extinguiría el doce (12) de febrero de 2010, sin embargo, las partes, de común acuerdo, solicitaron al Tribunal que el término de duración del proceso fuera suspendido durante las siguientes fechas:

- Del 13 de agosto de 2009 al 27 de agosto de 2009, ambas fechas inclusive, según consta en el Acta número 6, del 12 de agosto de 2009.³³ Diez (10) días.
- Del 10 de septiembre de 2009 al 20 de septiembre de 2009, ambas fechas inclusive, según consta en el Acta No. 11, del 9 de septiembre de 2009³⁴. Siete (7) días.
- Del 22 de septiembre de 2009 al 14 de octubre de 2009, ambas fechas inclusive, según consta en el Acta No. 12, del 21 de septiembre de 2009. Dieciséis (16) días³⁵.
- Del 17 de octubre de 2009 al 27 de octubre de 2009, ambas fechas inclusive, según consta en el Acta No. 13, del 16 de octubre de 2009³⁶. Siete (7) días.

³⁰ Cuaderno Principal número 1. Folio 321

³¹ Cuaderno Principal número 1. Folio 378 y 379

³² Cuaderno Principal número 1. Folio 371 a 373

³³ Cuaderno Principal, folio 239.

³⁴ Cuaderno Principal, folio 304.

³⁵ Cuaderno Principal, folio 320

- Del 29 de octubre de 2009 al 19 de noviembre de 2009, ambas fechas inclusive, según consta en Acta No. 14 del 28 de octubre de 2009³⁷. Catorce (14) días.
- Del 21 de noviembre de 2009 al 15 de diciembre de 2009, ambas fechas inclusive, según consta en el Acta No. 15 del 20 de noviembre de 2009³⁸. Dieciséis (16) días.
- Del 17 de diciembre de 2009 al 17 de enero de 2010, ambas fechas inclusive, según consta en el Acta No. 16 del 16 de diciembre de 2009.³⁹ Diecinueve (19) días.
- Del 19 de enero de 2010 al 15 de febrero de 2010, ambas fechas inclusive, según consta en Acta No. 16 del 16 de diciembre de 2009⁴⁰. Veinte (20) días.

Posteriormente, mediante escrito radicado el día tres (3) de febrero de 2010, las partes solicitaron que se levantara la suspensión del proceso, a fin de que el Tribunal pudiera emitir laudo en forma anticipada, el día 12 de febrero de 2010, razón por la cual la última suspensión del proceso fue de 12 días.

De acuerdo con lo dispuesto en el inciso final del artículo 103 de la Ley 23 de 1991, antes citado, se adicionan los ciento un (101) días hábiles durante los cuales fue suspendido el proceso al término inicial, de forma que se vencería el día catorce (14) de julio de 2010.

En estas condiciones, el presente laudo es proferido dentro del término legal.

CAPITULO II. ALEGACIONES DE LAS PARTES Y CONCEPTO DEL MINISTERIO PÚBLICO

En audiencia que tuvo lugar el día dieciséis (16) de diciembre de 2009, los apoderados de las partes presentaron verbalmente sus alegatos de conclusión y una versión escrita de los mismos para ser incorporada al expediente.

De la demandante

Los alegatos del apoderado de la parte demandante se resumen como sigue:

Al iniciar sus alegaciones, el apoderado de la parte convocante expresa que el objeto de la litis se centra en interpretar las cláusulas del Contrato de Asociación Cocorná, para establecer, de acuerdo con lo pactado por las Partes al momento de la celebración del Contrato, cuál es la fecha de su terminación, toda vez que para MANSAROVAR se extiende hasta el 18 de junio del año 2011, mientras que

³⁶ Cuaderno Principal, folio 332

³⁷ Cuaderno Principal, folio 350

³⁸ Cuaderno Principal, folio 373

³⁹ Cuaderno Principal, folio 382

⁴⁰ Cuaderno Principal, folio 382

para ECOPETROL el Contrato terminó el 8 de octubre de 2008.

De manera que corresponde a los H. Árbitros desentrañar el sentido y alcance de la cláusula 23 “Duración Máxima” y de la definición de “Área” prevista en el literal G. de la cláusula 4, cuyo texto se transcribe como sigue:

“CLAUSULA 23. DURACION MAXIMA. Este contrato empezará a regir desde la fecha efectiva y tendrá una duración no mayor de veintiocho (28) años, distribuidos así: Hasta seis (6) años como período de exploración de conformidad con la Cláusula 5, sin perjuicio de lo estipulado en las Cláusulas 9.3, 9.8 y 34. y veintidós (22) años efectivos como período de explotación para cada uno de los campos contados a partir de la fecha en que se inicie la explotación comercial de la última Área de cada campo. Si fuere necesario aplazar la iniciación de la explotación en cualquier campo o área declarada comercial por la limitada demanda del mercado, por la limitada capacidad del oleoducto, por la limitada capacidad de refinación, el período de explotación de veintidós (22) años empezará a contarse desde la fecha en que se inicie la explotación comercial de dicho campo o área.” (Negritas y subrayas fuera de texto).

“CLAUSULA 4. DEFINICIONES. Para los fines de este Contrato, las expresiones que a continuación se mencionan, tendrán el siguiente significado. (...) G. Área: Es una porción del campo que pueda ser desarrollada para ser tratada térmicamente por una estación generadora de vapor”. (Negritas y subrayas fuera de texto).

A este respecto destaca, que hasta julio del año 2008, cuando se iban a completar los veintiocho (28) años de ejecución contractual, las partes habían coincidido en interpretar que, de acuerdo con las cláusulas transcritas, los veintidós (22) años del periodo de explotación del único campo del Contrato de Asociación Cocorná se contabilizaban a partir de la entrada en operación del Módulo 4, o lo que es lo mismo de las facilidades de producción de la última Área del Campo Teca, esto es, que los veintidós (22) años se contaban a partir del 18 de junio de 1989, fecha en la que entró a operar la planta generadora de vapor del Área Cocorná Sur.

Sin embargo, afirma a continuación, que hasta el año 2002, fue claro para las Partes que la Asociación Cocorná, por ser un Contrato especial, terminaba en el año 2011 cuando se cumplían los veintidós (22) años del período de explotación, contados a partir de la entrada en operación del Módulo No. 4, asociado a la explotación comercial de la última Área (Cocorná Sur) del Campo Teca.

Encuentra que sólo a partir del 16 de julio de 2002, de manera abrupta, sorpresiva y unilateral, ECOPETROL sostuvo la tesis, según la cual, el Contrato no podía sobrepasar los veintiocho (28) años contados desde la Fecha Efectiva (1º de septiembre de 1980), esto es, que el Contrato no podía extenderse más allá del 1 de septiembre de 2008. Sin embargo, cuando se demostró que esta interpretación desconocía el texto y el espíritu de la cláusula 23 del Contrato, como efectivamente lo aceptó ECOPETROL, la estatal petrolera elaboró una nueva tesis que expuso el 3 de julio de 2008 (a tan solo 2 meses de completarse 28 años de suscrito el Contrato), de acuerdo con la cual, era “*absolutamente claro*” que el Contrato terminaba el 8 de octubre de 2008, por cuanto según su nuevo criterio, la explotación comercial de la última Área del Campo Teca (Cocorná Sur) se inició el

día 9 de octubre de 1986 con la primera estimulación de vapor que se hizo al pozo T-224 (con vapor que fue generado desde el Módulo No. 1 y con producción que fue procesada en el Módulo No. 3) y, no con la entrada en operación del Módulo No. 4, como lo había reconocido explícitamente en varias comunicaciones suscritas por diferentes Vicepresidentes de la Empresa.

Así las cosas, ECOPETROL impuso como fecha de terminación del Contrato de Asociación Cocorná el 8 de octubre de 2008 a las 24:00 horas, pero acordó con MANSAROVAR (i) someter el conflicto a un Tribunal de Arbitramento; (ii) sujetar la terminación a condición resolutoria en el evento de que el laudo arbitral le otorgara la razón a MANSAROVAR; (iii) celebrar un Acuerdo de Operación, en virtud del cual, ECOPETROL entregó a MANSAROVAR la operación del Campo Teca desde el 9 de octubre de 2008 hasta que el Tribunal profiriera su laudo arbitral; y, (iv) abrir una cuenta especial para administrar los ingresos y gastos del Campo Teca, de manera que el “saldo remanente” que resultara de descontar a los ingresos, el pago de las regalías, los costos de operación y la participación de ECOPETROL, lo asignara el Tribunal de Arbitramento, junto con sus rendimientos, a MANSAROVAR o a ECOPETROL, según disponga la continuidad o no del Contrato de Asociación.

En el capítulo siguiente que denominó “Naturaleza de la controversia”, el apoderado de la parte demandante, destaca la importancia de la intención de las partes al celebrar el contrato, así como el hecho de que durante la ejecución del contrato, las dos hubieran atribuido un significado determinado al texto del mismo.

A su juicio, corresponde entonces al Tribunal de Arbitramento revisar qué tan ético resulta que una de las Partes, so pretexto de desentrañar el verdadero sentido y alcance de las cláusulas contractuales, desconozca sus propios actos para imponer a los casi veintiocho (28) años de ejecución contractual una interpretación unilateral que contraría el entendimiento que las dos tenían sobre el particular.

Para MANSAROVAR la controversia surgida con ECOPETROL no se reduce a la simple aplicación de un concepto o criterio técnico, sino que corresponde a un cambio abrupto, sorpresivo y arbitrario de criterio que afecta la ejecución del contrato y con el que de paso, se desconocen principios fundamentales como la buena fe, la justicia y la equidad.

Por tal razón, según la convocante, el Tribunal no puede hacer abstracción de la conducta desplegada por ECOPETROL no solo durante la ejecución del Contrato sino desde la propia etapa precontractual o de negociación del Contrato. Tal conducta, en su criterio, le permitirá concluir al Tribunal que la tesis expuesta por ECOPETROL para dar por terminado el Contrato de Asociación el 8 de octubre de 2008 se fundamenta exclusivamente en el desconocimiento de sus propios actos; en tachar de incompetentes y/o negligentes a un sinnúmero de funcionarios de la propia empresa y del Ministerio de Minas y Energía; y, en tratar de configurar un supuesto enriquecimiento ilícito para evitar que a la Asociada se le reconozca su derecho.

Afirma a continuación, que con la tesis de ECOPETROL se desconocen pronunciamientos de esa empresa en los que reconocía explícita o implícitamente

que el período de explotación del Campo Teca del Contrato de Asociación Cocorná había iniciado en la fecha en que entró en operación el Módulo 4 (18 de junio de 1989). Tales pronunciamientos son básicamente: el memorando del 6 de mayo de 1992 dirigido por el Coordinador de Apoyo Legal Dr. Rafael Malaver Patarroyo al Vicepresidente de Operaciones; el oficio VEP-No. 169 del 30 de junio de 2000 suscrito por el Vicepresidente de Exploración y Producción de ECOPETROL Dr. Tomas Villamil Barrera; la comunicación del 16 de julio de 2002 dirigida por el Coordinador de Contratación DIJ de ECOPETROL Dr. Jaime Pineda Durán al Ministerio de Minas y Energía; y, el oficio APR-027 del 6 de febrero de 2003 suscrito por el Dr. Nelson Navarrete de la Vicepresidencia Adjunta de Producción de ECOPETROL.

Seguidamente descalifica los argumentos con los que la Convocada pretende que el Tribunal ignore estos pronunciamientos, toda vez que en algunos casos señala, que sus funcionarios no confirmaron la información que certificaban, o en el caso de los conceptos emitidos por los abogados de la empresa aduce que el tema “escapa de su área de conocimiento”; y, respecto a los Vicepresidentes, se indica que éstos no tienen capacidad de representación de la empresa.

Adicionalmente, afirma que la tesis de los funcionarios actuales de ECOPETROL pone en tela de juicio la actuación de sus representantes en el Comité Ejecutivo del Contrato de Asociación Cocorná, porque si no era necesario el Módulo 4 para la producción del Área Cocorná Sur, la pregunta que surge es por qué razón ECOPETROL aprobó tales inversiones y, adicionalmente, por qué razón ahora se pretende desconocer la necesidad de contar con la estación generadora de vapor en el Módulo 4 para la explotación comercial del Área Sur, cuyos pozos están ubicados a cuatro (4) kilómetros del Módulo 1, cuando en febrero de 2002 existía la preocupación de que las estaciones generadoras de vapor de los Módulos 1 y 4 estuvieran ubicadas a más de un (1) kilómetro y medio ($1\frac{1}{2}$ Kms.) de los pozos productores, tal como se evidencia en el Documento denominado “*Discusión Técnica sobre recomendaciones ‘Taller sobre Manejo de Campos de Crudo Pesado Campos Teca, Nare Sur, Under River, Jazmín y Moriche’*.” de fecha 11 de febrero de 2002, en el que se señala: “***En Teca y Nare Sur (...) existen incertidumbres, que por la distancia de los pozos a la localización del generador de vapor, en algunos casos de hasta 1.5 Kms, se esté inyectando agua caliente***” (Negrillas fuera del texto)

También al referirse al enriquecimiento ilícito al que ahora alude ECOPETROL cuando sostiene que “*si Mansarovar, entiende que la explotación comercial del Área Cocorná Sur comenzó cuando se puso en marcha el Módulo 4, la producción anterior a dicho hito no puede considerarse, en los términos del contrato, sino como una producción obtenida en la etapa exploratoria y por ende de propiedad de Ecopetrol. Esta tesis de Mansarovar ocasionaría una apropiación indebida del crudo que se produjo entre 1985 y junio de 1989 al no tener título jurídico que lo soporte*”, afirma que se desconoce lo que en su momento se pactó y que expresamente se encuentra recogido en la Comunicación VIP-No.00958 del 22 de enero de 1981 dirigida por ECOPETROL a Texas Petroleum Company.

El capítulo III del alegato se tituló “Reglas de interpretación que deben ser aplicadas al Contrato de Asociación Cocorná.”

En el primer acápite de este capítulo que denominó “Interpretación de los contratos en Colombia” se hace énfasis, para empezar, en el alcance de la labor interpretativa del juzgador, el cual enmarca en desentrañar o reconstruir la voluntad de los contratantes, sin que le sea permitido invadir la órbita negocial.

En segundo término se refiere a la determinación de las razones concretas de la interpretación, para concluir que no solamente deben interpretarse las cláusulas ambiguas, sino también aquéllas que siendo claras en apariencia, van en contravía de lo realmente querido por los contratantes.

Luego de reiterar que la función más importante de la labor hermenéutica es averiguar lo realmente querido y deseado por los contratantes al momento de celebrar un particular negocio, se mencionan dos sistemas de interpretación distintos; el subjetivo (o voluntarista) y el objetivo (o declaracionista). El sistema de interpretación subjetivo aboga por la búsqueda de la voluntad REAL de los contratantes, esté o no plasmada en el contrato, sin que el hermeneuta deba fungir de psicólogo de la mente y la emoción humana. Por su parte, el sistema objetivo tiene como elemento principal la voluntad declarada, es decir, plasmar lo querido por las partes en el mundo real y tangible. No tiene interés alguno en indagar sobre lo realmente querido por los contratantes, si dicho deseo no fue exteriorizado de alguna manera.

Afirma a continuación que el sistema de interpretación utilizado en Colombia tiene como piedra angular la finalidad del sistema voluntarista, es decir, el intérprete debe siempre abogar por la búsqueda de la verdadera y real voluntad de las partes, esté o no exteriorizada en el contrato, sin que lo anterior signifique que el intérprete no pueda acudir a instrumentos de índole objetiva para cumplir su propósito. Esto es confirmado por el contenido de los artículos 1619-1624 del Código Civil, así como por la doctrina.

Y concluye entonces que si bien no hay una jerarquía entre las diferentes reglas de interpretación, la contenida en el artículo 1618 del Código Civil, es el fin último de la labor del intérprete, mientras que las otras normas materializan los diferentes instrumentos que están al alcance del hermeneuta para lograr su objetivo.

A continuación se mencionan los diferentes pasos que se deben seguir cuando se ejecuta el ejercicio hermenéutico: primero deben examinarse los supuestos fácticos del negocio, luego se debe analizar la real intención de las partes y finalmente, debe hacerse la calificación del tipo contractual, lo cual implica determinar su naturaleza jurídica y definir su nominación legal (si es típico) o averiguar qué normas le son aplicables (si es relativamente atípico).

Y finaliza afirmando que “los pasos podrán ser suprimidos, adicionados, repetidos, o invertidos” según el caso.

El segundo acápite del capítulo sobre las reglas de interpretación que deben aplicarse al contrato que nos ocupa se tituló “El caso concreto.”

En este punto, el apoderado de la parte convocante afirma que “La controversia surge en razón a que la cláusula 23 del Contrato de Asociación Cocorná, relativa a

la “Duración Máxima”, difiere de la cláusula estándar del Contrato modelo de ECOPETROL, que usualmente es del siguiente tenor:

“CLÁUSULA 23. DURACIÓN MÁXIMA: Este contrato empezará a regir desde la Fecha Efectiva y tendrá una duración no mayor de veintiocho (28) años, distribuidos así: Hasta seis (6) años como Período de Exploración de conformidad con la Cláusula 5, sin perjuicio de lo estipulado en las Cláusulas 9.3 y 9.8 y veintidós (22) años como Período de Explotación contados a partir de la fecha de terminación del periodo de exploración. Es entendido que en los eventos contemplados en este contrato, en los cuales se prorrogue el periodo de exploración, no se considerará prorrogado el término total por más de veintiocho (28) años en ningún caso.”
(Negrillas y subrayas fuera del texto).

Se afirma que esta previsión difiere de la cláusula 23 del Contrato “tipo” de ECOPETROL, porque no prevé, que los veintidós (22) años del período de explotación se contabilicen automáticamente “a partir de la fecha de terminación del período de exploración” y, adicionalmente, porque reconoce periodos de explotación independientes para cada uno de los campos del Contrato, contados a partir de la fecha en que se inicie la explotación comercial de la última Área de cada campo. Y se explica esta diferencia en virtud de la naturaleza pesada del crudo que habría de ser extraído en este campo, lo cual implicaba inversiones muy superiores a las normales para su extracción.

A este respecto el apoderado de la convocante agrega, que el trato especial que debía darse al término de duración del periodo de explotación, fue discutido en varias oportunidades por la Junta Directiva de ECOPETROL, según entiende expresado en varias actas que transcribe.

Con base en lo anterior considera que fue clara la intención de las partes y el comportamiento de ECOPETROL en la etapa precontractual.

Luego se ocupa en demostrar que ECOPETROL entendió hasta junio de 2008 que los veintidós (22) años del período de explotación del Contrato de Asociación Cocorná se contaban a partir de la entrada en operación de las facilidades de producción (Módulo 4) de la última Área (Cocorná Sur) del Campo Teca, para lo cual se citan las siguientes comunicaciones:

- GER-0188/90, enviada por la entonces Asociada (TEXPET) al Dr. Andrés Restrepo Presidente de ECOPETROL; en la cual el memorialista afirma que se notificó explícitamente a ECOPETROL la fecha de terminación del contrato de asociación Cocorná, y define la instalación y puesta en funcionamiento del Módulo 4, como el hito por medio del cual se daba inicio al período de explotación del Contrato Cocorná, deducción que confirma con el testimonio del señor Gildardo Gil, funcionario de Ecopetrol para la época en que se recibió la citada comunicación, la cual no fue contestada.

- Concepto jurídico rendido por Rafael Malaver Patarroyo, el 6 de mayo de 1992, en su condición de Coordinador de Apoyo Legal, al Vicepresidente de Operaciones de Ecopetrol.

El memorialista deriva de este concepto que para entonces “el entendimiento de ECOPETROL seguía siendo que el Contrato de Asociación Cocorná terminaba en el año 2011, cuando se completaban los veintidós (22) años de explotación contados a partir de la entrada en operación del Módulo 4 o de la estación generadora del área Sur que permitiría la explotación comercial de la última Área del Campo Teca.”

- Certificación emitida el 30 de junio de 2000 por la Vicepresidencia de Exploración y Producción de ECOPETROL en cabeza del Doctor TOMAS VILLAMIL BARRERA, en la que se indica como fecha de terminación del contrato el 18 de junio de 2011.

- Concepto número 21370, del 16 de julio de 2002, emitido por el Coordinador de Contratación DIJ de ECOPETROL Dr. Jaime Pineda Durán, en el que el memorialista asegura que expresamente se afirma que el inicio de los veintidós (22) años de explotación comercial *“ocurrió cuando se inició la operación del Módulo 4, en el año de 1989.”*

Concluye entonces que este documento, refleja el entendimiento de la cláusula en controversia por parte de ECOPETROL, lo que hace evidente que la interpretación que ahora sostiene va en contra de sus propios actos.

Afirma que además, ECOPETROL ha incurrido en múltiples contradicciones al intentar defender la tesis de que la Asociación Cocorná debía terminarse en el 2008.

A este respecto señala que en el 2002 ECOPETROL, intentó sostener que el término máximo de duración del contrato sería de 28 años, independientemente de la fecha en que se hubiera iniciado la explotación comercial, lo cual se evidenció en la comunicación dirigida por el Coordinador de Contratación de ECOPETROL Dr. Jaime Pineda Durán, al Ministerio de Minas y Energía con el número 213701, radicada el 16 de julio de 2002.

Se afirma a continuación, que la errada interpretación que dio ECOPETROL a la cláusula 23 del Contrato de Asociación Cocorná fue advertida por el ilustre profesor FERNANDO HINESTROSA FORERO, en el concepto del 21 de mayo de 2008 dirigido a ECOPETROL.

Considera el memorialista que no obstante lo cual, ECOPETROL planteó una nueva tesis objeto de controversia relacionada ahora con la fecha de inicio de la explotación comercial del área Cocorná Sur o de la última Área del Campo Teca, que es la que determina el plazo máximo del contrato.

Al respecto, en comunicación del 3 de julio de 2008 ECOPETROL modificó la posición asumida, al señalar que esta fecha no está asociada con la entrada en operación del Módulo No. 4, que ocurrió el 19 de junio de 1989, sino con la primera estimulación de vapor que se hizo al pozo T-224 del área Cocorná Sur el día 9 de octubre de 1986, con lo cual, la fecha de terminación del Contrato no es el 18 de junio de 2011 (como lo había reconocido en diferentes oportunidades) sino el 8 de octubre de 2008.

Seguidamente se hace referencia a los argumentos expuestos por la Convocada al contestar la demanda para desvirtuarlos en el Capítulo IV, que se denominó “Rechazo a las afirmaciones tendenciosas de ECOPETROL contenidas en el capítulo ii de la contestación de la demanda.”

En un primer acápite se refiere a las “Facilidades con las que fueron concebidos los módulos 2 y 3” para concluir que no es cierto que los Módulos 2 y 3 fueran concebidos como módulos de tratamiento exclusivamente y no de generación de vapor, tal como lo advierte el Acta No. 9 del 23 de marzo de 1983 del Comité Ejecutivo, la cual transcribe.

A su juicio, los Módulos 2 y 3 también fueron concebidos inicialmente con las facilidades propias para el tratamiento del crudo y la generación de vapor; lo que ocurrió es que después, por razones técnicas u operativas, se instalaron plantas generadoras de vapor (concebidas para estos Módulos), en las facilidades propias del Módulo 1, lo cual, no tiene ninguna importancia porque la explotación del Área Cocorná Sur, por ser la última Área del Campo Teca, es la que determina la fecha a partir de la cual se contabilizan los veintidós (22) años del Período de Explotación del Campo Teca, de acuerdo con la cláusula 23 del Contrato de Asociación Cocorná.

En el segundo acápite se hace referencia a la “fecha en que se presupuestó la construcción del módulo 4” para concluir que las inversiones para desarrollar el Área Sur del Campo Teca (Módulo 4) se aprobaron en la reunión del Comité Ejecutivo del 29 de marzo de 1985 cuando se informó que “*con carta ECP-062 de febrero 14 de 1985, Ecopetrol aceptó la comercialidad del Campo Cocorná Sur*”, tal como consta en el Acta No. 17.

En el tercer acápite se hace referencia a la “causa y título del crudo explotado durante casi tres (3) años”, pues ECOPETROL sostiene que la tesis de Mansarovar conduce a que los tres (3) primeros años de explotación, en los que se extrajeron más de cuatro millones cien mil (4.100.000) barriles, no tuvieran causa ni título.

A este respecto se afirma que el Contrato de Asociación Cocorná constituye la causa y el título que le permitió a la Asociada participar en la producción anterior al inicio de la explotación comercial de la última Área del Campo Teca.

Como soporte adicional menciona que ECOPETROL desde el año 1981 autorizó a la Asociada para distribuir la producción proveniente de las pruebas extensas de producción en la misma proporción establecida en el Contrato, según la comunicación VIP-No.00958 del 22 de enero de 1981.

En el mismo sentido menciona que nunca se discutió a qué título se extrajeron casi catorce millones de barriles de aceite, antes de la fecha en que ECOPETROL afirma que se inició la explotación comercial.

De la misma manera se refiere a que la convocada no cuestiona la titularidad de la producción de los pozos de la denominada Área Cocorná Sur que se llevó a cabo por flujo natural, antes de ser estimulados con vapor producido en los módulos 1 y 3.

A continuación señala que el punto central del asunto no es si el Campo Teca produjo o no una cantidad interesante de barriles de petróleo antes de la entrada en operación del módulo 4, sino definir el factor determinante de un “Área”, para con base en ello determinar el momento a partir del cual se contabiliza el Período de Explotación del Campo.

Seguidamente se refiere a cuál es el verdadero hito que marcó el inicio de la explotación comercial de la última área del Campo Teca, para reiterar que coincide con la entrada en operación del Módulo 4, como según su dicho, lo reconoció ECOPETROL durante veintidós años, en diversas comunicaciones que cita.

Adicionalmente afirma que para TEXPET fue un factor determinante para la suscripción del Contrato de Asociación Cocorná, garantizar un periodo efectivo de explotación de veintidós (22) años contados a partir de la entrada en operación del módulo de inyección de vapor correspondiente a la última Área del campo, lo que a su juicio queda demostrado con el testimonio de Marco Herrera.

A continuación, en el capítulo V, que tituló “Análisis de la contestación a los hechos de la demanda”, el demandante considera que las respuestas se pueden dividir en tres grupos: primero, aquéllas en las que Ecopetrol va contra sus propios actos; segundo, en las que ECOPETROL endilga torpeza o culpa del Ministerio de Minas y Energía, y tercero, aquéllas en las que ECOPETROL pretende desconocer la incidencia que tiene la ejecución del Contrato Nare, en la interpretación del Contrato Cocorná.

A continuación, en el capítulo VI, el demandante hace referencia a cada una de las excepciones propuestas en la contestación de la demanda para desvirtuarlas.

En el capítulo VII, que se tituló “La buena fe en la ejecución contractual”, el convocante reitera que a nadie le es lícito venir contra sus propios actos, sencillamente porque la buena fe contractual implica un deber de conducta que obliga a observar en el futuro el comportamiento que los actos anteriores permitían prever.

Así, el apoderado de la parte convocante afirma que en este caso, no cabe duda que ECOPETROL pretende ir en contra de sus propios actos, incurriendo con ello en una violación al deber de buena fe al que se obligó en el año 1980, cuando suscribió con la Texas Petroleum Company el Contrato de Asociación Cocorná, al desconocer lo manifestado en una serie de documentos a los que nuevamente se refiere, así como a varios testimonios recaudados dentro del proceso.

El siguiente acápite del alegato se titula “Nadie puede alegar su propio error o negligencia,” y en él se hace referencia a que si realmente la intención de ECOPETROL era terminar el contrato en el 2008, no fue esto lo que transmitió a la Asociada al celebrar el contrato, y, por el contrario, la indujo a hacer una cuantiosa inversión.

En el capítulo octavo del alegato que se titula “Posición del Ministerio de Minas y Energía”, se enfatiza que en varios documentos emitidos por esa cartera se

concluye que la fecha de terminación del contrato es la que sostiene la convocante.

Finalmente, en el último capítulo del escrito de alegaciones se reitera la solicitud de que se acceda a las pretensiones de la demanda.

De la demandada

El alegato de conclusión del apoderado de Ecopetrol se resume como sigue:

El alegato está estructurado en dos capítulos que denomina “El asunto objeto de la controversia” y “Hechos probados”. En el primero se afirmó que el objeto del proceso se centra en establecer cuándo termina el contrato de asociación Cocorná, y se precisaron las posiciones de las partes a este respecto, indicando que según Mansarovar, el Contrato de Asociación termina el dieciocho (18) de Junio del año 2011 y según Ecopetrol terminó el ocho (8) de octubre de 2008, pues para la demandante la fecha de inicio de los 22 años de explotación comercial está dada por la entrada en funcionamiento del Módulo 4, en tanto que para Ecopetrol comenzaron a transcurrir el nueve (9) de octubre de 1986, fecha en la cual se realizó la primera inyección de vapor en el Área Sur del Campo Teca (última área del campo) y se inició la producción efectiva de cantidades comerciales de hidrocarburos.

En el segundo capítulo se refiere a los hechos que considera probados entre los cuales relaciona los siguientes:

1. La Cláusula 23 del Contrato es clara en establecer que los 22 años efectivos de explotación se cuentan desde el inicio de la explotación comercial de la última Área del Campo.

Según el apoderado de la demandada, la anterior afirmación no ofrece duda alguna; la controversia surge al determinar cuándo inició la explotación comercial de la última Área del Campo. Para determinar dicha fecha de iniciación, considera del caso establecer en primer lugar qué es la explotación comercial de un campo petrolero, para efectos de lo cual se refiere a la forma como operan los contratos de asociación petrolera. A este respecto concluye que el contrato de asociación petrolera entra en la etapa de explotación comercial, una vez Ecopetrol ha aceptado la solicitud de comercialidad presentada por la Asociada. Sin embargo reconoce que en el caso del Contrato de Asociación Cocorná, y habida cuenta de que el crudo a explotar es un crudo pesado, Ecopetrol, actuando de buena fe, reconoce que una cosa es que el contrato haya entrado jurídicamente en la etapa de explotación comercial y otra que técnicamente el contrato se encuentre en dicha etapa.

Como sustento de la anterior afirmación menciona por una parte la definición de Área (numeral G de la cláusula 4) y la definición de período de explotación (numeral N de la cláusula 4), así como la cláusula novena (9) del acápite de “Explotación” según la cual los trabajos de explotación se empezarán en la fecha en que las partes reconozcan la existencia de un campo comercial.

Agrega que el Contrato no estableció cuál era la última área del campo, por cuanto el número de áreas dependió de la actividad exploratoria y de las declaratorias sucesivas de comercialidad por parte de Ecopetrol, previa solicitud de la Asociada. Así, a pesar de que estas circunstancias eran desconocidas al momento de suscripción del contrato, pues en ese momento era imposible conocer si existían yacimientos productores de crudo, cuál era su extensión, cuáles eran sus características físicas, etc. hoy en día se conoce que el Campo Teca fue dividido en tres (3) áreas (Norte, Centro y Sur) de la cuales el Área Sur fue la última en comenzar a explotarse y por ende, el término de duración del Contrato debe comenzar a contarse desde el momento del inicio de la explotación comercial del Área Sur.

De manera que, según el apoderado de la convocada, la prerrogativa que le otorgó su representada a la Asociada, en el sentido de permitirle contar el término de duración del contrato desde el inicio efectivo de la explotación de la última área, mal puede interpretarse ahora en contra de Ecopetrol, prolongando de manera anti-jurídica y anti-técnica el término del contrato por dos (2) años más. Destaca que la Cláusula Veintitrés (23) del Contrato ata la duración del mismo a la fecha de iniciación de la explotación comercial de la última área del campo y por su parte la explotación comercial se entiende iniciada cuando se pueda comenzar a producir crudo en cantidades rentables.

2. Los veintidós (22) años de la explotación comercial del Área Sur se iniciaron con la primera inyección de vapor en dicha área.

En este acápite se afirma que en el proceso quedó probado que la última área del Contrato de Asociación Cocorná es el Área Sur y que las partes decidieron, de manera conjunta, y debido a la calidad del crudo (crudo pesado), que la explotación del campo Teca se realizaría mediante el método de inyección de vapor. Y se agrega que la definición de “Área” que trae el contrato está vinculada a la realización de un tratamiento térmico de inyección de vapor desde una estación **cualquiera** de generación de vapor, y NO a la inyección de vapor desde una estación predeterminada de generación de vapor. Igualmente, se destaca la definición contractual de “Campo Comercial” como *“aquella porción del Área Contratada que sea capaz de producir petróleo en cantidad y calidad económicamente explotables.”* Y concluye que la explotación comercial de la última área se inicia cuando habiéndose realizado una inyección de vapor en el área, desde cualquier estación generadora de vapor, se pueda producir petróleo en cantidades comerciales.

Por lo cual afirma que la explotación comercial de la última área del Campo Teca (Área Sur) comenzó el 9 de octubre de 1986, con lo cual los veintidós (22) años de explotación comercial se cumplieron el pasado 8 de octubre de 2008.

3. La inyección de vapor en el área sur que se inició en el año 1986 desde los módulos de generación de vapor 1 y 3 fue efectiva.

En este punto el apoderado de la parte convocada afirma que la Cláusula Veintitrés (23) del Contrato de Asociación Cocorná establece que el término de los veintidós (22) años de duración de la explotación comercial debe corresponder a una explotación efectiva y que en el proceso quedó probado que la inyección de

vapor en el Área Sur que se inició en el año 1986 desde los módulos 1 y 3 fue efectiva, pues como resultado de la inyección se comenzó a explotar crudo proveniente de dicha área.

Agrega que la inyección de vapor realizada en el año 1986, que se hizo desde los módulos 1 y 3, no fue únicamente efectiva sino también muy eficiente pues según la información técnica que reposa en el expediente, los pozos respondieron de manera positiva a la inyección de vapor, produciéndose crudo en proporciones muy superiores a las que se producían antes de dicha inyección, como lo encuentra demostrado en un cuadro en el que manifiesta se encuentra incluida toda la información disponible sobre la explotación de los pozos del Área Sur. De tal información deriva que la producción aumentó en promedio seis punto uno (6.1) veces luego de la inyección con vapor que se realizó desde los módulos de generación de vapor 1 y 3.

Seguidamente incluye la misma información para los pozos del Área Norte, en los cuales la inyección de vapor tuvo un resultado parecido para concluir que el vapor que llegó al Área Sur fue un vapor hábil, suficiente y efectivo para la estimulación de los pozos del Área Sur, de manera que considera evidente que la distancia de la ubicación de los módulos no fue un factor preponderante para la mayor o menor producción de crudo. En estos términos estima desvirtuado el argumento de Mansarovar, según el cual la inyección de vapor en el Área Sur fue prácticamente “agua caliente”, debido a la distancia entre los pozos y los módulos.

Agrega que la Asociada obtuvo, con la inyección de vapor de los módulos 1 y 3 y posteriormente con el 4, una producción muy superior a la presupuestada en la solicitud de comercialidad.

Por lo anterior concluye que carece de toda lógica jurídica y justicia contractual, pretender que el término de explotación comercial del Área Sur comience a contar únicamente a partir de Junio de 1989, por cuanto la Asociada estaría explotando el campo por un lapso de veinticinco (25) años, en lugar de veintidós (22) años como expresamente lo establece el contrato.

4. Quedó probado que las expectativas de producción se cumplieron sin estar en funcionamiento el Módulo 4.

En este punto se mencionan nuevamente las cifras que reflejan la cantidad de petróleo obtenido, para concluir que superaron con creces las proyecciones contenidas en la solicitud de comercialidad presentada por la Asociada.

5. El inicio de la explotación de la última área del Campo no está atada a la existencia de una facilidad específica de generación de vapor.

En este punto, el apoderado de la parte convocada manifestó que los análisis técnicos realizados en el campo, que además están sustentados en documentos del propio Operador y del Ministerio, demuestran que al inicio de la explotación comercial, nunca fue necesaria la existencia de una facilidad específica en el Área Sur del campo, por cuanto las facilidades ya instaladas en el Módulo 1 sirvieron eficientemente y superaron con creces las expectativas de producción de las partes.

Agrega que el Contrato de Asociación no exige la existencia de una facilidad específica en cada Área del campo que determine el inicio de su comercialidad, como lo afirma la demandante, pues la necesidad de construir facilidades depende siempre de las circunstancias y condiciones geológicas, topográficas y operacionales y de la forma como se desarrolle el campo, circunstancias que no pueden preverse al momento de la elaboración y suscripción del contrato.

6. La utilización de los módulos 1 y 3 fue acordada por la Asociada y Ecopetrol para iniciar lo antes posible la explotación del Área Sur.

En este acápite el apoderado de Ecopetrol afirma que en el proceso quedó probado que la decisión de inyectar vapor de los módulos 1 y 3 en el Área Sur fue tomada de manera conjunta por la Asociada y Ecopetrol con el fin de iniciar rápidamente la explotación comercial de dicha área. Agrega que es cierto que el Plan de Desarrollo para el Área Sur contemplaba la construcción del Módulo 4 y enfatiza que si no se hubiera producido la explosión del Módulo 2, no habría ahora discusión, pues el Módulo 4 se habría terminado de construir en el año de 1986 según su planeación original. No obstante, dado el accidente imprevisible del incendio del Módulo 2, las Partes tomaron la decisión de iniciar la inyección de vapor desde otros módulos con el fin de “*comenzar a producir*” lo antes posible.

Por lo anterior no se admite que la Asociada sostenga que a pesar de que el Área Sur se comenzó a explotar realmente en el mes de octubre de 1986 para “*no dejar perder producción*”, el término de los veintidós (22) años de explotación efectiva se deba comenzar a contar a partir de Junio de 1989, pues esa postura conduciría a que el término del contrato de asociación fuera eterno si las partes no hubieran decidido construir el módulo 4.

7. Mansarovar compró los activos de Omimex bajo el supuesto de que el contrato de Asociación Cocorná terminaba en el año 2008.

En el escrito de demanda, Mansarovar omitió mencionar que cuando compró los activos de Omimex, entre los cuales se encontraba el contrato de Asociación Cocorná, le fue informado por parte de Omimex que el contrato de Asociación Cocorná terminaba en el año 2008, circunstancia de la cual Ecopetrol puede dar fe por haber participado en el proceso de venta de tales activos.

8. Sólo a partir del año 2008 Ecopetrol vio la necesidad de hacer un estudio concienzudo sobre la fecha de iniciación de la explotación de la última área del campo.

En este punto el apoderado de Ecopetrol afirmó que entre el año 2003 y el año 2006, la Asociada compartió el entendimiento de que el término de duración del contrato podía alcanzar máximo veintiocho años y solicitó extensiones a partir de ese plazo.

Sin embargo, debido a las múltiples controversias e intereses creados en torno a la fecha de terminación del contrato de Asociación Cocorná, Ecopetrol contrató, a principios del año 2008, un concepto con el reconocido jurista Fernando Hinestrosa, con el fin de que este último rindiera su opinión sobre el particular.

En el concepto rendido por el Dr. Hinestrosa, éste consideró que el contrato sí podía superar los veintiocho (28) años pues en su opinión la fecha de terminación del contrato está determinada por la fecha de inicio de la explotación comercial de la última Área del Campo.

Luego de un estudio del concepto en mención, Ecopetrol decidió adoptar la postura del doctor Hinestrosa y en ese sentido comenzó a revisar por primera vez y bajo criterios técnicos, cuándo se había iniciado la explotación comercial del Área Sur del Campo Teca. De hecho, esa revisión concienzuda nunca se había hecho por parte de Ecopetrol ya que hasta el año 2008 dicho análisis carecía totalmente de relevancia.

Finalmente, terminada la relación de hechos que se consideran probados, se incluye un resumen de los mismos para solicitar que se desestimen las pretensiones de la demanda y se declaren probadas las excepciones propuestas.

Concepto del Ministerio Público

El concepto emitido por la representante del Ministerio Público fue presentado dentro del traslado especial que para el efecto le concedió el Tribunal y se resume como sigue:

La representante del Ministerio Público rindió su concepto dentro del término de traslado especial concedido para ello y en él solicitó que se denegaran las pretensiones de la demanda.

Como fundamento de su solicitud, hizo un recuento del contenido de algunas de las pruebas allegadas al proceso, tanto las documentales como las testimoniales, del cual concluye que la explotación comercial de la última área del Campo Teca se inició con la declaración de comercialidad, aceptada por Ecopetrol el 14 de febrero de 1985, y que tal explotación se llevó a cabo en forma efectiva desde el 9 de octubre de 1986, fecha en la cual se realizó la primera inyección de vapor.

Considera que Ecopetrol fue amplio al entender que el período de explotación de veintidós años pactado en el Contrato de Asociación se inició en esta última fecha y que no habiéndose presentado interrupción o suspensión de la explotación desde entonces, la fecha de terminación del contrato es la que sostiene la demandada, es decir el 8 de octubre de 2008, por lo cual solicitó que se desestimen las pretensiones de la demanda.

CAPITULO III. CONSIDERACIONES DEL TRIBUNAL

1. Aspectos Procesales

Por cuanto de acuerdo con lo expuesto se encuentran reunidos los presupuestos procesales y no se observa defecto alguno trascendente que invalide la actuación,

corresponde al Tribunal entrar a decidir la controversia sometida a su consideración.

Como quiera que en el curso del proceso la parte convocada formuló reparos a la competencia del Tribunal respecto de la pretensión cuarta de la demanda, y así mismo, la parte convocante formuló tacha de sospecha contra un testigo, encuentra el Tribunal que es menester analizar dichos aspectos antes de pronunciarse sobre el fondo.

1.1 La Competencia del Tribunal

En la pretensión cuarta de su demanda la demandante solicitó:

“CONDENAR a ECOPETROL S.A. a pagar a favor de MANSAROVAR ENERGY COLOMBIA LTD. los intereses comerciales y la indexación sobre las sumas de dinero mencionadas en la pretensión anterior, desde el día 9 de octubre de 2008, fecha a partir de la cual ECOPETROL S.A. comenzó a administrar los recursos provenientes de la operación del Campo Teca.”

En relación con esta pretensión en su escrito de contestación, la demandada manifestó que el Tribunal carecía de competencia para fallarla, en cuanto excedía o desbordaba el acuerdo compromisorio que da origen al presente Tribunal. Lo anterior en cuanto en este acuerdo se señaló expresamente, tanto en el considerando número 8 del Pacto Compromisorio, como en el Otrosí al mismo, de fecha 29 de diciembre de 2008, lo siguiente: “El valor depositado en la cuenta de **ECOPETROL** deberá ser girado a **MANSAROVAR**, si el Tribunal de Arbitramento les otorga la razón, la asignación de dicho valor, será el único valor que recibirá la parte favorecida por el laudo.” Por lo anterior, concluye, el H. Tribunal no podrá fallar nada diferente a lo allí establecido.

Por su parte, la Convocante se opone a dicha petición, por cuanto las partes si acordaron que MANSAROVAR recibiría, a la finalización del Tribunal de Arbitramento, los recursos provenientes de la distribución de la producción conforme al Contrato Cocorná, junto con sus intereses.

Al respecto considera el Tribunal:

El 8 de octubre de 2008 las partes celebraron un Pacto Compromisorio en el cual acordaron:

“CLAUSULA PRIMERA. Las partes acuerdan someter a un tribunal de arbitramento la resolución de la controversia surgida con ocasión de las diferencias de interpretación entre las partes respecto a la fecha de terminación del Contrato de Asociación Cocorná” (se subraya)

El día 29 de diciembre de 2008 las partes modificaron el numeral 8 de las Consideraciones del Pacto Compromisorio suscrito el 8 de octubre de 2009, de la siguiente forma:

“**8.** ECOPETROL administrará los recursos provenientes de la Operación del Campo Teca de la siguiente manera: MANSAROVAR, como OPERADOR,

entregará a ECOPETROL el cien por ciento (100%) de la producción del Campo Teca. A su turno ECOPETROL procederá a: a) entregar el veinte por ciento (20%) de dicha producción a la ANH o a la autoridad competente, por concepto de Regalías; b) administrar el valor que resulte de multiplicar un doce por ciento (12%) de la producción total por la fórmula establecida en el contrato de compraventa de crudo LEG 205-84 , para garantizar el pago de las regalías de que trata el artículo 39 de la ley 756 de 2002, en caso de que el laudo resulte favorable a los intereses de ECOPETROL; valor que permanecerá en una Cuenta de Regalías. Los valores consignados con ocasión del doce por ciento (12%) correspondiente a las regalías serán asignados de acuerdo con lo que establezca el Tribunal de Arbitramento. Lo anterior significa que, si el Tribunal declara que ECOPETROL tiene la razón, el doce por ciento (12%) deberá entregarse a la entidad competente y, pero si el Tribunal declara que MANSAROVAR tiene la razón, el doce por ciento (12%) deberá ser entregado a la Cuenta Conjunta; c) al valor resultante después de descontado lo establecido en los literales a) y b) anteriores, se le descontará el valor del cien por ciento (100%) de los Gastos de Operación que incluye el 10% a MANSAROVAR por sobrecargo administrativo (Overhead); en consecuencia, ECOPETROL girará directamente a MANSAROVAR desde el 9 de octubre de 2008 y hasta la terminación de este Acuerdo de Operación, el cien por ciento (100%) de los costos operacionales, incluido el diez por ciento (10%) de sobrecargo administrativo; d) al resultado de la anterior operación se le calculará el cincuenta por ciento (50%) y ese valor deberá permanecer en la Cuenta de Remanente. El valor depositado en esta cuenta de ECOPETROL deberá ser girado a MANSAROVAR si el Tribunal de Arbitramento le otorga la razón; de lo contrario, estos recursos serán de ECOPETROL; la asignación de dicho valor será el único valor que recibirá la parte favorecida por el laudo; y, e) el cincuenta por ciento (50%) restante será tomado para sí por ECOPETROL. (se subraya)

Con base en lo anterior, encuentra el Tribunal que el mismo fue convocado para resolver las controversias que surjan “con ocasión de las diferencias de interpretación”. La expresión *ocasión* significa, de acuerdo con el Diccionario de la Lengua, “1. Oportunidad que se ofrece para ejecutar o conseguir algo. 2. f. Causa o motivo por que se hace o acaece algo”. Por consiguiente cuando las partes pactaron que el Tribunal resolvería las diferencias que surgieran “con ocasión” de la interpretación del contrato, claramente estipularon que todas las diferencias que surjan por oportunidad, causa o motivo de dicha interpretación quedan incluidas en el pacto arbitral, incluyendo precisamente las consecuencias que se deriven de adoptar una u otra interpretación.

De esta manera, si hubiera alguna diferencia sobre el alcance del considerando 8 que se ha transcrito, el Tribunal es competente para pronunciarse sobre ella.

En esta medida es clara la competencia del Tribunal Arbitral por lo cual el Tribunal declarará que no prospera la excepción formulada sobre el particular.

1.2 La tacha de sospecha.

En el curso de la diligencia de recepción de testimonio del señor Jimmy Guerrero (folios 220 a 232 del Cuaderno de Pruebas No 9), el apoderado de la convocante manifestó que solicitaba que se tuviera al ingeniero Jimmy Guerrero como testigo

sospechoso, teniendo en cuenta su dependencia laboral con la parte convocada en este proceso, es decir con Ecopetrol.

A este respecto conviene recordar que, como lo ha señalado tradicionalmente la Corte Suprema de Justicia, la tacha de sospecha no priva per se de eficacia el testimonio sino que le impone al juez valorarlo para determinar su eficacia probatorio.

A este respecto en sentencia del 30 de marzo de 1998 dijo la Corte Suprema de Justicia:

“...la mera tacha de sospecha de cualquier declarante no le quita mérito, sino que reclama e impone al juez un mayor deber de crítica y ponderación en su valoración, lo que, según las circunstancias, puede restarle credibilidad o serle indiferente”

Igualmente en sentencia del 23 de abril de 2002 dijo la Corte Suprema de Justicia (expediente 6840):

“...señala la Corte que la tacha de un declarante no le quita mérito al testimonio, sino que le exige al juez un mayor deber de crítica y ponderación en su valoración, por cuanto debe apreciarlos según las circunstancias de cada caso, como lo señala el inciso 3º. del artículo 218 del C. de P.C., ...”

En el presente caso, el hecho que invoca el demandante aparece acreditado, en cuanto está claramente probado el vínculo del señor Guerrero con Ecopetrol. Ahora bien, sin perjuicio del análisis puntual que corresponda en los diversos aspectos en que el dicho del señor Guerrero tenga incidencia, al examinar el Tribunal el conjunto de su testimonio no encuentra claramente acreditado que el mismo deba carecer de valor probatorio. En efecto, lo máximo que revela su dicho es su convencimiento sobre lo que ocurrió, pero no que su testimonio sea parcializado. Por lo anterior, se negará la tacha formulada.

2. Análisis del Fondo

El Tribunal fue convocado para dirimir la controversia surgida “con ocasión de las diferencias de interpretación entre las partes respecto a la fecha de terminación del Contrato de Asociación Cocorná”⁴¹.

Dada la importancia que en esta materia tienen los criterios de interpretación de los contratos considera el Tribunal procedente hacer un breve análisis de algunas de las reglas más importantes que son aplicables a esta labor, en la medida en que ellas inciden en el trabajo que debe realizar el Tribunal.

2.1 La interpretación de los contratos

⁴¹ Pacto Compromisorio Asociación Cocorná, cláusula primera. Folio 152 del Cuaderno de Pruebas No 8

Como lo ha reiterado la Corte Suprema de Justicia, el principio cardinal en materia de interpretación de los contratos es la búsqueda de la intención de los contratantes, tal y como lo dispone el artículo 1618 del Código Civil al establecer que “Conocida claramente la intención de los contratantes, debe estarse a ella más que a lo literal de las palabras”.

Sobre el alcance de esta regla es pertinente destacar, en primer lugar, que la intención que debe en estos casos establecer el fallador es la intención “de los contratantes”, esto es su voluntad común, y no la de uno sólo de ellos.

Desde este punto de vista debe recordarse que en todo caso lo normal es que las partes al expresar su voluntad procuren revelar dicha intención común y es por ello por lo que en principio debe acudir al texto del contrato en busca de la misma, siendo evidente que si a pesar de la existencia de un texto contractual claro se prueba que la intención de las partes es distinta, debe darse prelación a dicha intención, tal y como lo prevé la norma citada del Código Civil y ha sido reiteradamente señalado por la Corte Suprema de Justicia. Sin embargo, si ello no es así, de acuerdo al texto del Código Civil debe partirse de la base de lo que indica el texto del contrato. En relación con este precepto vale la pena señalar, como lo recuerda el profesor Carlos Ignacio Jaramillo⁴², que en la nota al denominado “proyecto inédito” de Código Civil, el señor Bello incluyó lo siguiente: “En los contratos es de regla atenerse a la letra en lo que no pugna manifiestamente con la conocida intención de las partes”.

Por otra parte, debe destacarse que la aparente claridad de un texto no es suficiente, pues la ambigüedad del mismo no sólo surge de su propia redacción o de su relación con otras estipulaciones del mismo contrato (lo que la doctrina denomina ambigüedad interna), sino que puede surgir de las circunstancias que se presentan en el desarrollo del contrato y frente a las cuales se presenta la duda de cuál es la voluntad de las partes (ambigüedad externa). En todos estos casos el contrato requiere una labor de interpretación para lo cual debe acudir a las diferentes herramientas que contempla el derecho positivo.

No está por demás advertir que la doctrina y la jurisprudencia contemporánea señalan que todo texto, así parezca claro, supone en sí mismo una interpretación al ser leído, por lo cual es evidente que no puede rechazarse que aún el texto claro debe ser interpretado, sin que ello implique obviamente que so pretexto de interpretar se altere lo que las partes hayan estipulado.

Así las cosas para establecer la voluntad real de las partes si bien debe partirse del texto del contrato, no es en todo caso posible prescindir de los demás elementos probatorios que puedan revelar claramente la voluntad de las partes, tal y como lo señaló la Corte Suprema de Justicia en sentencia del 8 de febrero de 2008 en la cual expresó:

“Por lo mismo, la interpretación se predica de los negocios jurídicos existentes, es ulterior a la existencia del acto dispositivo y, en rigor, consiste en establecer y precisar la relevancia normativa de su sentido conformemente a la recíproca

⁴² La interpretación del Contrato en el Derecho Privado Colombiano. Publicado en el Tratado de la Interpretación del Contrato en America Latina. Ed Gijley. Universidad Externado de Colombia. Rubinzal Culzoni . 2007 Tomo II, página 923.

intención de las partes" (art. 1618 C.C.), de ordinario plasmada en las cláusulas, párrafos, condiciones o estipulaciones, a las cuales, sin embargo, no se reduce ni supedita, por cuanto, aún siendo "claro" el sentido idiomático, literal o textual de las palabras, en toda divergencia a propósito, impónese reconstruirla, precisarla e indagarla según el marco de circunstancias, materia del negocio jurídico, posición, situación, conocimiento, experiencia, profesión u oficio de los sujetos, entorno cultural, social, económico, político, geográfico y temporal en una perspectiva retrospectiva y prospectiva, esto es, considerando además de la celebración, ejecución y conducta práctica negocial, la fase prodrómica, de gestación o formación teniendo en cuenta que "...los actos, tratos o conversaciones preliminares enderezados a preparar la producción de un consentimiento contractual no son intrascendentes; por el contrario, una vez formado el consentimiento son parte integrante de él, y su importancia se traduce en servir de medios auxiliares para interpretar la verdadera intención de las partes, cristalizada en las cláusulas del contrato" (Cas. Civ. junio 28 1989).

"De otro lado, la interpretación del negocio jurídico, es necesaria no sólo respecto de cláusulas oscuras, ambiguas, imprecisas, insuficientes e ininteligibles, antinómicas y contradictorias o incoherentes entre sí o con la disciplina normativa abstracta o singular del acto, sino también en presencia de estipulaciones claras o diáfanas (in claris non fit interpretatio) y aún frente a la claridad del lenguaje utilizado, cuando las partes, una o ambas, le atribuyen un significado divergente, no siendo admisible al hermeneuta restringirse al sentido natural u obvio de las palabras, a la interpretación gramatical o exegética, al escrito del acto dispositivo documental o documentado "por claro que sea el tenor literal del contrato" (Cas. Civ. agosto 1/2002, Exp. 6907), ni "encerrarse en el examen exclusivo del texto del contrato... (Cas. Civ. junio 1946, LX, 656).

Vale la pena destacar que en esta misma sentencia la Corte señaló que el intérprete no puede pretender reemplazar la voluntad de las partes en esta labor de interpretación:

"Por supuesto, la labor del juez no se orienta a enervar, reemplazar o suplantar la autoridad del *dominus negotii*, ni a modificar, eclipsar, adulterar o desvirtuar sus estipulaciones (Cas. marzo 27/1927), está ceñida a "la fidelidad" del pacto (Cas. agosto 27/1971, CCLV, 568) y "a la consecución prudente y reflexiva" del sentido recíproco de la disposición (Cas. agosto 14/2000, exp. 5577). Empero, el rol interpretativo del juzgador no es de mero reproductor del contenido negocial, la exégesis de su sentido, ni se encamina exclusivamente a explicitar el querer de las partes como si fuera un autómatas. Más concretamente, la actividad hermenéutica del juzgador no es estática, el ordenamiento jurídico le impone *ex autoritate* el deber de decidir las controversias buscando el resultado concreto perseguido por las partes con la celebración del negocio jurídico en coherencia con su «contenido sustancial', utilidad práctica, esencial, "real" y funcional (Massimo BIANCA, Diritto Civile, Tomo 3, Il Contratto, Dott. A. Giuffrè Editore, S.p.A. Mila, 1987, Ristampa, 1992, pp. 379), para lo cual, sin alterar, sustituir ni tergiversar lo acordado, debe intervenirlo efectuando un control eficaz e idóneo, incluso corrector, para determinar su relevancia final o efectos definitivos conforme a los intereses sustanciales, el tipo específico, su función y la preceptiva rectora, en general y, en particular".

Como se puede apreciar, en caso de discrepancia sobre el sentido de un contrato, la Corte advierte que el juez no debe limitarse al texto del contrato, sino examinar todos los elementos que permitan determinar la real intención de las partes,

teniendo en consideración el resultado práctico buscado por ellas al celebrar el negocio jurídico. Sin embargo, ello no implica que el juez pueda sustituir a las partes o alterar su intención. Desde esta perspectiva, el texto del contrato es un elemento de partida en la interpretación del mismo, en la determinación de la voluntad de los contratantes, aunque de cardinal importancia, si se tiene en cuenta que la común intención de las partes de ordinario queda plasmada en las cláusulas del contrato, pues es de suponer que los contratantes quisieron reflejar el negocio celebrado en las palabras que expresaron.

En punto a la interpretación del texto del contrato considera pertinente destacar el Tribunal la regla que al respecto establece la Convención de Viena sobre Compraventa Internacional, la cual forma parte del ordenamiento colombiano, por haber sido aprobada por la ley 518 de 1999. En efecto dispone la Convención en su artículo 8:

“Artículo 8

“1. A los efectos de la presente Convención, las declaraciones y otros actos de una parte deberán interpretarse conforme a su intención cuando la otra parte haya conocido o no haya podido ignorar cuál era esa intención.

“2. Si el párrafo precedente no fuera aplicable, las declaraciones y otros actos de una parte deberán interpretarse conforme al sentido que les habría dado en igual situación una persona razonable de la misma condición que la otra parte.

“3. Para determinar la intención de una parte o el sentido que habría dado una persona razonable deberán tenerse debidamente en cuenta todas las circunstancias pertinentes del caso, en particular las negociaciones, cualesquiera prácticas que las partes hubieran establecido entre ellas, los usos y el comportamiento ulterior de las partes.”

Como se puede apreciar, de acuerdo con este texto legal, cuando no es posible conocer la intención de quien hace la declaración debe acudirse al sentido que a dicha declaración le habría dado una persona razonable. Si bien este criterio no está expresamente previsto en el Código Civil, considera el Tribunal que el mismo es perfectamente aplicable a cualquier contrato y es por lo demás un corolario de la denominada carga de claridad en la celebración del contrato, que impone a las partes ser claras en su manifestación, so pena que el sentido del contrato se determine por el juez de acuerdo a lo que el mismo pueda establecer.

Ahora bien, para la interpretación del contrato el legislador establece una serie de criterios entre los cuales existen algunos cuyo contenido es claramente subjetivo, en la medida en que lo que persiguen es establecer la intención de las partes, en tanto que existen otros, que la doctrina califica de objetivos, por cuanto ellos no tienen por propósito simplemente establecer la voluntad de las partes, sino determinar el contenido del contrato a través de otras reglas⁴³.

En relación con estos criterios y dado que las partes han hecho referencia a algunos de ellos a lo largo del proceso, considera pertinente el Tribunal, en primer lugar, examinar los que son más relevantes para el presente caso.

⁴³ En tal sentido, Ghestin, Jacques, Jamin, Christophe y Billiau, Marc, *Traité de Droit Civil. Les Effets du Contrat*. 2a. Ed. LGDJ. París. 1994, páginas 35 y siguientes; y Díez Picazo, Luis, ob. cit, página 395.

En primer lugar uno de los elementos más importantes para determinar el sentido del contrato es la interpretación auténtica. Existe interpretación auténtica cuando ella proviene del autor o autores de la declaración misma. Esta forma de interpretación es particularmente importante en materia de contratos, si se tiene en cuenta que nadie se encuentra en mejor situación que las partes para precisar cuál era el sentido de su declaración. Es por ello que algunos autores la llaman la reina de todas las interpretaciones⁴⁴. La interpretación auténtica de un contrato puede ser expresa o tácita. La interpretación expresa se produce cuando hay una declaración explícita de las partes en un determinado sentido. La interpretación tácita resulta de una conducta de las partes. Este es el caso previsto en el artículo 1622 del Código Civil cuando el mismo dispone que las cláusulas de un contrato se interpretarán "... por la aplicación práctica que hayan hecho de ellas ambas partes, o una de las partes con aprobación de la otra parte."

Al respecto señala don Luis Claro Solar⁴⁵ que "La ejecución que se ha dado a la cláusula, cuyo sentido se controvierte, es su interpretación viva y animada; es la confesión misma de las partes; y a menos de probar que la ejecución que le han dado es el resultado de un error, es lógico y equitativo que no se les admita modificar su hecho propio".

En este mismo punto conviene recordar que la doctrina ha señalado⁴⁶ que dicha regla no puede aplicarse en los siguientes eventos, "puesto que, en ellos, según se apreciará, verdaderamente no hay voluntad de aprobar o ésta se encuentra viciada:

"- En caso de 'error', es decir, cuando la aplicación práctica del contrato es el resultado de un mal entendido sobre la extensión del deber de prestación. En este sentido se ha fallado por la Corte Suprema que el pago de un aguinaldo efectuado erróneamente por una empresa no significa una modificación del contrato colectivo de trabajo por aplicación práctica del mismo.

"-En caso de falta de atención, es decir, cuando la aplicación práctica del contrato ha tenido lugar por inadvertencia de uno de los contratantes.

"- En el caso de cumplimiento imperfecto de la obligación de una de las partes, el mismo que, obviamente, no puede ser visto como una aplicación práctica en el sentido del artículo 1564, inciso 3, C.C."

Esta misma idea de que la ejecución errónea de un contrato no puede vincular a quien la hace e impedir que se invoque el error, aparece reflejada en el artículo 880 del Código de Comercio el cual dispone que "El comerciante, que al recibir una cuenta pague o dé finiquito, no perderá el derecho de solicitar la rectificación de los errores, omisiones, partidas duplicadas u otros vicios de la cuenta". Como se puede apreciar, aunque se haya aceptado un pago, si después aparece que se recibió por error, el contratante no pierde la posibilidad de invocar tal error y por lo mismo tal ejecución no puede considerarse una interpretación auténtica del contrato.

⁴⁴ Giorgi citado por Luis Claro Solar. Explicaciones de Derecho Civil Chileno y Comparado., volumen VI tomo duodécimo, página 20

⁴⁵ Ob cit, página 20

⁴⁶ Christian Johow Santaro. La interpretación del Contrato en el Derecho Chileno. Página 1323

De este modo, la conducta de las partes puede servir de instrumento de interpretación del contrato, pero para ello es necesario que tal conducta sea inequívoca, que provenga de ambas partes o de una de ellas con la aprobación de la otra, y que en todo caso no se pueda concluir que la conducta observada resulta de un error, de una falta de atención o del cumplimiento imperfecto de la obligación.

Por otra parte, igualmente estima pertinente destacar el Tribunal que aún cuando el Código Civil no regula expresamente como un criterio que puede utilizarse para interpretar un contrato sus antecedentes, dicho criterio puede ser utilizado como lo ha señalado la jurisprudencia colombiana. En efecto, la Corte Suprema de Justicia en sentencia del 28 de junio de 1989 expresó:

“...los actos, tratos o conversaciones preliminares enderezados a preparar la producción de un consentimiento contractual no son intrascendentes; por el contrario, una vez formado el consentimiento son parte integrante de él, y su importancia se traduce en servir de medios auxiliares para interpretar la verdadera intención de las partes, cristalizada en las cláusulas del contrato.”

En este mismo sentido, la Convención de Viena sobre Compraventa Internacional de Mercaderías, que como ya se señaló hace parte del ordenamiento colombiano, contempla este criterio cuando señala que: "Para determinar la intención de una parte o el sentido que habría dado una persona razonable deberán tenerse debidamente en cuenta todas las circunstancias pertinentes del caso, en particular las negociaciones, cualesquiera prácticas que las partes hubieran establecido entre ellas, los usos y el comportamiento ulterior de las partes" (artículo 8°, numeral 3°).

Como lo señala la doctrina y la jurisprudencia⁴⁷, para determinar el significado de un contrato el intérprete debe valorar la situación jurídica, económica o social en la que las partes se encontraban al contratar – antecedentes –, la manera como el contrato fue elaborado – trabajos preparatorios – y la conducta de las partes en la ejecución del contrato. Los antecedentes permiten saber lo que las partes buscaban conseguir y los propósitos que las guiaron⁴⁸. Sin embargo, los antecedentes del contrato deben examinarse cuidadosamente como elementos indicativos de la voluntad contractual, pues precisamente un proceso de negociación puede conducir a que las partes, en pos del acuerdo, abandonen posiciones previamente definidas.

También es pertinente recordar que el Código Civil establece en el artículo 1620 que el sentido en que una cláusula produzca efectos debe preferirse a aquél en que no produzca consecuencia alguna, pues debe presumirse que las partes al redactar un contrato no incluyen cláusulas inútiles. Ahora bien, en este punto la doctrina señala que una cosa es determinar el sentido de una cláusula, según que la misma produzca o no efectos, de conformidad con la interpretación que se adopte, y, otra bien distinta, es determinar cuáles deben ser los efectos que

⁴⁷ Corte Suprema de Justicia. Sentencia del 8 de febrero de 2008

⁴⁸ Díez Picazo, Luis, Fundamentos de Derecho Civil Patrimonial. Ed Civitas. Madrid. 1996. página 401.

produce. Para determinar si son unos u otros, mínimos o máximos, habrá que acudir a otros criterios de interpretación⁴⁹.

Estrechamente vinculado con el anterior es el criterio establecido en el artículo 1622 del Código Civil que impone interpretar las cláusulas de un contrato unas por otras, dándosele a cada una el sentido que mejor convenga al contrato en su totalidad. En esta medida es fundamental determinar el propósito perseguido por las partes al contratar, el cual debe articular el conjunto del contrato.

Por otra parte, y con un criterio más objetivo, el artículo 1621 del mismo Código dispone que cuando no exista voluntad en contrario deberá estarse a la interpretación que mejor cuadre con la naturaleza del contrato.

De acuerdo con el Diccionario de la Real Academia Española la naturaleza es la esencia y propiedad característica de cada ser. Igualmente, el Diccionario la define como “Especie, género o clase”. Desde este punto de vista la naturaleza de un contrato hace referencia a la esencia o característica propia del mismo, o a la especie, género o clase a la que pertenece. Lo anterior implica que las estipulaciones contractuales deben interpretarse teniendo en cuenta la esencia del contrato que se interpreta y en particular el género al cual pertenece. Por consiguiente un contrato de asociación debe interpretarse teniendo en cuenta las características propias de estos contratos, sin que ello implique obviamente negar efectos a las reglas especiales que por circunstancias particulares los contratantes hayan estipulado.

En este mismo sentido debe tenerse en cuenta el artículo 1501 del Código Civil que distingue entre los elementos que son de la esencia, los que son de la naturaleza y los que son puramente accidentales en un contrato y a tal efecto dispone que “son de la naturaleza de un contrato las que no siendo esenciales en él, se entienden pertenecerle, sin necesidad de una cláusula especial”. De esta manera cuando se interpreta una cláusula contractual confusa en principio debe preferirse el sentido que corresponda a dichos elementos naturales del contrato. Este es el criterio que al respecto tenía Pothier⁵⁰.

A lo anterior vale la pena agregar que, de conformidad con el artículo 1603 del Código Civil, “los contratos deben ejecutarse de buena fe, y por consiguiente obligan no solo a lo que en ellos se expresa, sino a todas las cosas que emanan precisamente de la naturaleza de la obligación, o que por ley pertenecen a ella”.

En un sentido análogo, el artículo 871 del Código de Comercio dispone que “Los contratos deberán 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”.

Por consiguiente, en la determinación de los efectos del contrato es menester tener en cuenta el principio de la buena fe.

⁴⁹ Díez Picazo, Luis, ob cit, página 397. Sacco, L'interpretazione. Trattato di Diritto Privato de Pietro Rescigno. Tomo 10. 1ª ed Uthet. Torino, página 434.

⁵⁰ Tratado de las Obligaciones. Ed Heliasta. 1978, página 61. Ver así mismo Claro Solar, Luis, Ob. cit. Volumen VI, Tomo 12, ed. 1979, página 24.

En este sentido vale la pena destacar que la doctrina⁵¹ ha señalado que la aplicación de la buena fe en materia de interpretación implica que los contratos han de ser interpretados teniendo en cuenta: a) una lealtad y una corrección en su elaboración, es decir, que las partes quisieron expresarse como personas honestas y no buscando confusiones u oscuridades; b) que el sentido que se le atribuya sea el más conforme a un desenvolvimiento leal de la relación, y c) los conceptos de confianza y autoresponsabilidad, por lo cual si una parte generó en la otra una confianza con su declaración, en el sentido objetivamente atribuible a esa declaración, no puede después impugnar este sentido y atribuir otro. Las declaraciones deben interpretarse en el sentido más conforme con la confianza que haya podido suscitar. No sobra destacar que este principio inspira el artículo 8º de la Convención de Viena sobre Compraventa Internacional de Mercaderías ya citado.

2.2 El caso concreto

Las partes celebraron el 3 de septiembre de 1980 un contrato de asociación cuyo objeto es el siguiente:

“OBJETO DE ESTE CONTRATO. 1.1 El objeto de este contrato es la exploración del Área Contratada y la explotación del petróleo de propiedad Nacional que pueda encontrarse en dicha área, descrita en la cláusula Tercera. 1.2. De conformidad con el Artículo 1º del Decreto 2310 de 1974 la exploración y explotación de hidrocarburos de propiedad nacional está a cargo de ECOPETROL, quien podrá llevar a cabo dichas actividades directamente o por medio de contratos con particulares. Con base en la mencionada disposición ECOPETROL ha acordado con TEXPET explorar el área Contratada y explotar el petróleo que pueda encontrarse en ella y en los términos y condiciones previstas en el presente documento. 1.3. Sin perjuicio de lo estipulado en este contrato, se entiende que TEXPET tendrá en el petróleo que se produzca en el Área Contratada y en la parte que le corresponda los mismos derechos y obligaciones que tenga ante la Ley Colombiana quienes exploten petróleo de propiedad nacional dentro del país. 1.4. ECOPETROL y TEXPET acuerdan que llevarán a cabo trabajos de exploración y explotación en los terrenos del área contratada, que repartirán entre si los costos y riesgos de los mismos en proporción y términos previstos en este contrato y que las propiedades que adquieran y el petróleo producido y almacenado pertenecerán a cada parte en las proporciones estipuladas.”

En la cláusula 23 de dicho contrato las partes estipularon lo siguiente:

“**CLAUSULA 23. DURACION MAXIMA.** Este contrato empezará a regir desde la fecha efectiva y tendrá una duración no mayor de veintiocho (28) años, distribuidos así: Hasta seis (6) años como período de exploración de conformidad con la Cláusula 5, sin perjuicio de lo estipulado en las Cláusulas 9.3, 9.8 y 34. y veintidós (22) años efectivos como período de explotación para cada uno de los campos contados a partir de la fecha en que se inicie la explotación comercial de la última Área de cada campo. Si fuere necesario aplazar la iniciación de la explotación en cualquier campo o área declarada comercial por la limitada demanda en el mercado, por la limitada capacidad del oleoducto ó por la limitada

⁵¹ Díez Picazo, Luis, ob, cit, página 398.

capacidad de refinación, el período de explotación de veintidós (22) años empezará a contarse desde la fecha en que se inicie la explotación comercial de dicho campo o área.” (se subraya).

Para la parte convocante el contrato para la exploración y explotación del Sector Cocorná, celebrado el 3 de septiembre de 1980 entre ECOPETROL y TEXPET (hoy MANSAROVAR por cesión contractual), terminará el 18 de junio de 2011.

A tal efecto, en forma detallada el apoderado de MANSAROVAR hace referencia a una serie de documentos, en los cuales se menciona o se deduce como fecha de terminación del contrato el mes de junio de 2011, lo que a su juicio demuestra que fue esa la fecha que tuvieron presente las partes a lo largo del proceso, hasta cuando, en julio de 2008, ECOPETROL propuso una hipótesis diferente. De lo anterior MANSAROVAR concluye que los enunciados anteriores constituyen la intención de los contratantes porque fueron conocidos y observados por ellos a lo largo de la ejecución del contrato, y por tanto deben orientar la labor interpretativa del Tribunal. Censura el cambio de opinión de ECOPETROL ocurrido en julio de 2008, calificándolo de inconsecuente y contrario a sus propios actos, como que a lo largo del desarrollo del contrato no objetó la fecha del 18 de junio de 2011 como de terminación del contrato, 22 años después de la entrada en operación del Módulo 4 de inyección de vapor.

Para la convocada el contrato debió finalizar al término de la etapa de explotación, 22 años después de iniciada, es decir el 8 de octubre de 2008 y argumenta para ello, en esencia, que es claro el texto de la cláusula 23 del contrato sobre los límites de dicha etapa, que se inicia con la explotación efectiva del Área Sur que comenzó con la primera inyección de vapor en 1986, sin que dicha inyección tuviera que hacerse desde un módulo determinado. Advierte que dicha inyección permitió una explotación efectiva pues se cumplieron las expectativas de producción, aun sin estar en funcionamiento el módulo 4, por lo que quedaron probados en el proceso los hechos constitutivos del precepto que la misma cláusula contiene.

Finalmente, en su concepto, la señora agente del Ministerio Público con base en la prueba que obra en el expediente expresó que el plazo de explotación se comenzó a contar el 14 de febrero de 1985, fecha en la cual se aprobó la explotación comercial como consecuencia de la comunicación por parte de Ecopetrol de la aceptación de la comercialidad del Área sur. Además, la señora Procuradora también hizo referencia al texto del Contrato para concluir que éste no puede prolongarse por más de veintiocho años contados a partir de la fecha efectiva.

Establecidas así las posiciones de las partes y del Ministerio Público lo primero que se debe determinar es si en todo caso debe aplicarse el plazo de 28 años señalado en el contrato, como duración máxima, contado en forma ininterrumpida a partir de la fecha efectiva del contrato, o si por razón de las reglas sobre la duración de la etapa de explotación, el contrato puede durar más de 28 años continuos contados a partir de la fecha efectiva y en tal caso a partir de qué fecha debe contarse el plazo de explotación.

2.2.1 El plazo de los contratos de asociación.

Una primera consideración del Tribunal sobre los textos del contrato que tienen que ver con la duración de las etapas de exploración y explotación, se refiere a las reglas generales o típicas de este género de contratos sin tener todavía en cuenta la cláusula que autoriza un tratamiento especial por tratarse de la explotación de crudos pesados.

De acuerdo con la prueba que obra en el expediente, en el caso ordinario o común de los contratos de asociación, el plazo de la exploración es de hasta 6 años y el plazo de explotación es de 22 años contados desde que finalice la etapa de exploración. Establecen de ordinario estos contratos que los trabajos de explotación empezarán en la fecha en que las partes reconozcan la existencia de un campo comercial, lo cual significa que, en esta clase de contratos, el término máximo de duración de los mismos es de 28 años desde la fecha efectiva, pero que puede ser menor si la etapa de exploración no se extiende hasta su máximo y, por el contrario, esta etapa se declara terminada con anterioridad.

En el Contrato objeto del presente proceso se pactaron reglas que corresponden al esquema ordinario de los contratos de asociación y reglas especiales para este caso concreto. En efecto se contempló una duración máxima de 28 años: 6 años para el período de exploración contados desde la fecha efectiva del contrato que fue el 1 de septiembre de 1980, y 22 años para el período de explotación. Así mismo se dispuso en la cláusula 9 que se considera que los trabajos de explotación empezarán en la fecha en que las partes reconozcan la existencia de un campo comercial, es decir de un campo “capaz de producir petróleo en cantidad y calidad económicamente explotables”, lo cual se determina mediante la perforación de un número suficiente de pozos “que permitan definir razonablemente la comercialidad del campo”. De este modo, si se aplicaran las reglas ordinarias de este tipo de contratos, podría deducirse fácilmente la solución que le correspondería adoptar al Tribunal teniendo en cuenta la fecha efectiva del contrato que fue el 1 de septiembre de 1980 y la fecha en que comenzó la etapa de exploración, y tendría que concluir que el plazo del contrato se habría cumplido.

Sin embargo, las partes introdujeron una regla particular en la cláusula 23, por razón de las características de los crudos que podían ser extraídos, y a tal efecto establecieron una forma especial de contabilizar los 22 años de la etapa de explotación, previendo que ello se haría desde el inicio de explotación de la última área del campo. Por lo anterior, la solución de la controversia sometida al Tribunal implica precisar el sentido y alcance de dicha disposición contractual.

2.2.2 El plazo de veintiocho años desde la fecha efectiva.

En el concepto de la señora Procuradora se plantea que en todo caso el término máximo del contrato es de 28 años a partir de su fecha efectiva. Sobre lo anterior son pertinentes las siguientes consideraciones:

En primer lugar, observa el Tribunal que si bien el contrato estableció un plazo de 28 años a partir de la fecha efectiva, la disposición contractual no se limitó a

establecer esta regla, sino que además dispuso que dichos 28 años se distribuirían de la siguiente forma: “Hasta seis (6) años como período de exploración ...” y “veintidós (22) años efectivos como período de explotación para cada uno de los campos contados a partir de la fecha en que se inicie la explotación comercial de la última Área de cada campo”.

Como quiera que tanto el contrato, como cada de una de sus cláusulas deben interpretarse en conjunto, de forma que entre ellas exista la debida correspondencia y armonía, es claro que no puede aceptarse que el plazo de 28 años a que alude la primera parte de la cláusula pueda contarse linealmente pues ello implicaría desconocer que la misma cláusula establece que el plazo de 22 años de explotación corre desde que se inicia la explotación de la última área de cada campo, lo que necesariamente implica que puede suceder que el plazo de explotación del área final comience a contarse varios años después de que se hayan comenzado a explotar áreas anteriores. Por consiguiente, el plazo de 28 años debe contarse, tal y como las partes lo previeron, esto es: un plazo máximo de 6 años para la exploración y un plazo de 22 años para la explotación, a partir de la última área de cada campo. No sobra además destacar que el plazo de exploración de seis años es un máximo, por lo cual en la realidad puede ser más corto, como ocurrió en el presente caso en el que fue solo de cuatro años seis meses y quince días.

La conclusión del Tribunal encuentra también respaldo en el criterio consagrado en el artículo 1622 del Código Civil, de acuerdo con el cual las cláusulas de un contrato “Podrán también interpretarse por las de otro contrato entre las mismas partes y sobre la misma materia”. Desde esta perspectiva se observa que el Contrato Nare celebrado el 3 de septiembre de 1980 por las mismas partes iniciales del Contrato de Asociación Cocorná tiene reglas semejantes a éste (folios 147 a 170 del Cuaderno de Pruebas No 1). En efecto, de conformidad con la cláusula 23 de dicho contrato, el mismo tendría una duración no mayor a veintiocho años y se había previsto “veintidos (22) años como período de explotación contados a partir de la terminación del período de exploración”. Sin embargo, en la misma cláusula se incluyó un parágrafo en el que se expresó que: “Para los crudos que requieran métodos no convencionales de producción, el período de explotación de veintidos años para cada uno de los campos empezará a contarse desde la fecha en que se inicie la explotación comercial de la última área del campo”.

Ahora bien, según consta en el Acta de la Junta Directiva de Ecopetrol No 2225 del 16 de diciembre de 1999 (folio 426 del Cuaderno de Pruebas No 5), el Campo Nare Sur “inició explotación comercial a comienzos de 1989, una vez entró en operación el módulo de producción del campo. Los campos Nare Norte, Moriche y Chicalá fueron declarados comerciales el 25 de marzo de 1987, el 6 de febrero de 1989 y el 16 de diciembre de 1988, respectivamente, sin que a la fecha se haya dado inicio a sus explotaciones...”. Se agrega en el Acta que para adelantar la explotación de dichos campos se requiere inyección de vapor, por lo cual según el concepto de la Coordinación de Apoyo Legal, existe la posibilidad “de que la fecha inicial del período de explotación del Contrato Nare se aplase de manera indefinida y que por consiguiente se extienda el plazo más allá de los veintiocho (28) años”, por ello según consta en el Acta mencionada la Junta de Ecopetrol autorizó firmar un otrosí en el cual se precisó que el plazo de explotación correría

a partir a partir del 5 de noviembre de 1999. Dicho otrosí fue efectivamente firmado (folio 1 a 3 del Cuaderno de Pruebas No 3). Lo anterior determinó que el plazo del contrato de asociación Nare sea mas de 28 años. Lo anterior visto desde la perspectiva del Contrato de Asociación Cocorná implica que las partes, a través de otro contrato, interpretaron que el plazo de duración del Contrato podía exceder de 28 años a partir de la fecha efectiva, para aclarar que el término de veintidos años se cuenta desde la ocurrencia de un evento especial como es el inicio de la explotación.

De esta manera, el Tribunal comparte la posición que finalmente adoptaron las dos partes en relación con la forma como se contabiliza el plazo de 28 años previsto en el Contrato.

No sobra por lo demás aclarar que ninguna norma legal impide que el término total de un contrato de asociación termine siendo superior a 28 años.

Finalmente, debe señalar el Tribunal que el Contrato prevé la posibilidad de que sea “necesario aplazar la iniciación de la explotación en cualquier campo o área declarada comercial por la limitada demanda en el mercado, por la limitada capacidad del oleoducto ó por la limitada capacidad de refinación” evento en el cual “el período de explotación de veintidós (22) años empezará a contarse desde la fecha en que se inicie la explotación comercial de dicho campo o área”. Esta regla introduce una excepción al régimen del Contrato para el período de explotación por razón de eventos extrínsecos al campo. En efecto, ella se aplica en aquellos casos en los cuales a pesar de que el campo está en capacidad técnica de producir comercialmente, ello no es posible por factores extrínsecos, como es la limitada demanda, la limitada capacidad del oleoducto o la limitada capacidad de refinación. Es claro que esta regla no modifica la primera y por ello no afecta su interpretación. Por lo demás, no sobra señalar que en el presente caso no se produjeron eventos que dieran lugar a la aplicación de dicha cláusula.

Aclarado lo anterior queda por establecer la forma como debe interpretarse la regla que fija el plazo de duración en veintidós años contados a partir del inicio de la explotación comercial de la última área de cada campo.

Para precisar su alcance se considera procedente realizar inicialmente un análisis del texto del contrato, para posteriormente referirse a los antecedentes del contrato, y finalmente a su ejecución.

2.2.3 El sentido de la cláusula 23 de conformidad con el texto del contrato.

Si se examina la cláusula contractual lo primero que se advierte es que ella hace referencia a veintidós años efectivos. Desde esta perspectiva debe recordarse que de conformidad con el Diccionario de la Lengua lo efectivo es lo “Real y verdadero, en oposición a quimérico, dudoso o nominal”. Lo anterior indica que para las partes el término efectivo significa que la explotación real del campo se prolongue por veintidós años.

Ahora bien, dichos veintidós años deben contarse “a partir de la fecha en que se inicie la explotación comercial de la última Área de cada campo”.

Si se examinan estas expresiones se encuentra que la única que está definida en el Contrato es “Área”; por el contrario, el concepto de explotación comercial no tiene definición.

Como se observó, para la señora Agente del Ministerio Público, el comienzo de la explotación comercial se dio cuando Ecopetrol comunicó a la asociada la aceptación de la declaratoria de comercialidad del Área sur del campo.

El Tribunal no comparte esta apreciación por las siguientes consideraciones:

La cláusula 9 del Contrato establece que “Para iniciar la operación conjunta bajo los términos de este contrato, se considera que los trabajos de explotación empezarán en la fecha en que las partes reconozcan la existencia de un campo comercial o cuando se cumpla lo previsto en la Cláusula 9.5” (que regula lo relativo a los casos en que ECOPETROL no acepte que un campo es comercial). Sin embargo, esta cláusula no permite concluir que la duración del período de explotación debe contarse a partir de la declaratoria de comercialidad, por dos razones: En primer lugar porque existe una regla especial contenida en la cláusula 23, que no hace ninguna referencia a la declaratoria de comercialidad del área correspondiente como punto de partida de la explotación comercial. Lo anterior es relevante en la medida en que el Contrato le da un tratamiento particular a la declaratoria de comercialidad, por lo que es razonable entender que si las partes quisieran que el plazo de explotación comenzara a partir de dicha fecha lo hubieran dicho. En segundo lugar, porque la regla de la cláusula novena señala el momento en que comienzan los trabajos de explotación “Para iniciar la operación conjunta bajo los términos de este contrato”, es decir el objeto de la regla no es definir el punto a partir del cual se cuenta el término de la etapa de explotación, sino el momento en el que se comienza a desarrollar la operación conjunta.

Dado entonces que no puede entenderse que el inicio de la explotación comercial corresponde a la declaratoria de comercialidad y que las partes no definieron el significado de dicha expresión, debe acudirse al significado natural de las mismas, que corresponde al sentido que le daría una persona razonable. A este respecto se observa que el Diccionario de la Lengua entre las acepciones de explotar tiene la siguiente que es particularmente relevante para el presente caso: “Extraer de las minas la riqueza que contienen”. Por otra parte, la expresión comercial es definida por el Diccionario de la Lengua en la siguiente forma: “Pertenciente o relativo al comercio o a los comerciantes”. De esta manera, cuando las partes hicieron referencia a la explotación comercial, partieron de la base de la extracción de los hidrocarburos del yacimiento en niveles destinados a su comercialización en el mercado.

A esta idea hicieron referencia los testigos que declararon en el proceso. En efecto, el ingeniero Rafael Malaver expresó (folios 153 a 164 del Cuaderno de Pruebas No 9):

“La explotación comercial necesariamente se inicia ya cuando se tienen establecidas todas, se tienen hechos todos los trabajos, perforados los pozos de desarrollo necesarios, construidas todas las facilidades, es decir cuando ya efectivamente puede empezar a producir en forma que le pueda representar una rentabilidad a las partes, entonces de ahí que lo normal sea a partir de la

declaración de comercialidad, ahora ya en la práctica lo que ha sucedido muchas veces es que cuando solicita la declaración de comercialidad ya tienen bastante adelantado esos trabajos y muchas veces inclusive hay un período de pruebas extensas hasta tanto tienen todas las facilidades, todas las condiciones, para que la explotación realmente sea comercial, sea realmente rentable.” (se subraya)

De otro lado, debe observarse que la cláusula contractual no vincula el punto de partida del plazo al inicio de explotación comercial del campo, sino de la última área del campo. Por consiguiente, para precisar el alcance de dicha expresión es necesario determinar el sentido de área en el Contrato.

A este respecto la cláusula 4ª del Contrato en su literal G dispone:

“CLAUSULA 4. DEFINICIONES. Para los fines de este Contrato, las expresiones que a continuación se mencionan, tendrán el siguiente significado. (...) G. Área: Es una porción del campo que pueda ser desarrollada para ser tratada térmicamente por una estación generadora de vapor” (subraya y negritas no son del texto).

De la definición de área del contrato se desprenden varias observaciones:

En primer lugar, se refiere a una parte del campo y no a todo el campo, y en segundo lugar que dicha porción puede ser desarrollada por una estación generadora de vapor, lo cual corresponde a la naturaleza de los hidrocarburos objeto del campo.

Lo anterior permite inferir que la explotación que es relevante para definir el inicio de la explotación comercial es aquella que se realiza a través de una estación generadora de vapor.

En este punto surge entonces la duda de si para efectos contractuales la definición de un área surge de la existencia de una estación generadora de vapor, de tal manera, que cada estación generadora de vapor da lugar a un área, o si por el contrario, lo relevante es que las partes definan la existencia de un área, sin perjuicio de que ella siempre suponga la existencia de una planta de vapor, que por lo demás puede atender diversas áreas.

La parte demandante se orienta por la primera concepción, en tanto que la parte demandada se orienta por la segunda.

La definición de “Área” que da el contrato, como “una porción del campo que pueda ser desarrollada para ser tratada térmicamente por una estación generadora de vapor”, emplea dos formas gramaticales bien indicativas. La primera, “que pueda ser desarrollada”, apunta a la capacidad o posibilidad de desarrollar de tal manera una porción del campo que pueda ser tratada térmicamente; es decir, la posibilidad de tener instalaciones, ductos, equipos, etc., para el tratamiento térmico. No se deduce de la definición que deban estar ya instalados los equipos para el tratamiento térmico, ni que éstos determinen la porción del campo según la ubicación en que se encuentren; tan solo indica que puedan instalarse o utilizarse facilidades para el tratamiento térmico. Y la segunda forma gramatical, consecuencia de lo anterior, que consiste en un artículo indefinido, “una”, para referirse a la estación generadora de vapor. No puede

colegirse entonces que deba ser una estación determinada, ni que para que exista “Área” sea preciso que tenga una estación exclusiva para su tratamiento térmico. Cualquier estación generadora de vapor pudo servir a cualquiera de las áreas del campo, como en efecto ocurrió cuando desde el Módulo 1 se inyectó vapor al Área Toche (el Área central), o como cuando desde el mismo Módulo 1 se inyectó a los pozos del Área Sur antes de que entrara en operación el Módulo 4.

El alcance que tiene un artículo indefinido se confirma si se examina el significado gramatical de la siguiente regla: se cobrará una suma adicional cuando se trate de mesas atendidas por un mesero. Es claro que en tal regla no tiene importancia al final del día cual mesero atiende cada mesa, sino lo que importa es el hecho de que ello se produzca por cualquier mesero.

En su alegato de conclusión⁵² la convocante afirma que:

“la definición de Área en estricto sentido no se asocia a un concepto geográfico, sino a los **pozos tratados térmicamente** por **“una” estación generadora de vapor**; de manera que bien pudo haberse inyectado vapor producido en los Módulos 1 y 3 a cuarenta y nueve (49) de los ciento cuatro (104) pozos ubicados en la zona sur del Campo Teca y, entonces, en estricto sentido, podría considerarse que inicialmente tales pozos formaron parte integral del Área Norte del Campo Teca; pero, lo que no puede ser objeto de discusión es entonces que “contractualmente” el Área Sur se conformó con los cincuenta y tres (53) pozos restantes que fueron estimulados en su primer ciclo de inyección con vapor generado en el Módulo 4.

El Tribunal no comparte esta apreciación. Es claro el sentido geográfico del concepto que trae la cláusula 23 cuando define Área como “una porción del campo que pueda ser desarrollada para ser tratada térmicamente por una estación generadora de vapor”, con el alcance que acaba de precisar el Tribunal. No entran en la definición contractual de Área “los pozos”, como erróneamente dice la convocante, porque al tiempo de la definición del área como porción del campo que pueda ser desarrollada para su tratamiento térmico, probablemente no hay todavía más que posibilidades, potencialidades, de desarrollo. Son concordantes en este sentido las definiciones de “campo”, de “pozo de exploración” y de “pozo de explotación” contenidas en la cláusula 4, según las cuales campo es una porción del área contratada que produce o puede producir hidrocarburos; pozo de exploración es cualquier pozo designado para ser perforado; y pozo de explotación el previamente programado para la producción.

De esta manera, a juicio del Tribunal el contrato establece con especial precisión que el período de explotación de veintidós (22) años empezará a contarse desde la fecha en que se inicie la explotación comercial de la última área. La lógica de esta regla salta a la vista: se quiso garantizar que la asociada tuviera de todas maneras 22 años de explotación plena y efectiva de todas las áreas del campo, y si bien la explotación continua de otras áreas anteriores pudo significar permanencia por más de los 22 años en el campo como un todo, es la iniciación de producción de la última área la que marca el conteo de los 22 años finales.

⁵² Página 43

En todo caso, y en armonía con lo ya expuesto sobre la interpretación de los contratos debe el Tribunal examinar los otros elementos de interpretación del Contrato.

2.2.4 Los antecedentes del contrato y la intención de los contratantes.

Si se revisan los antecedentes del Contrato se encuentra lo siguiente:

De la etapa precontractual dan fe las Actas Nos. 1389, 1393 y 1419 de la Junta Directiva de **ECOPETROL** las cuales demuestran la importancia del término del contrato durante la negociación, dadas las características del crudo.

Para este efecto es particularmente relevante el Acta No. 1393 del 13 de febrero de 1980 en la que consta lo siguiente:

“El Vicepresidente de Producción informó a la Junta sobre los aspectos principales en los cuales el contrato de Asociación Cocorná se aparta del texto del contrato modelo, así:

“ ...

“En la Cláusula 9ª se establece claramente la fecha de iniciación del periodo de explotación, teniendo en cuenta el momento en el que se termine el desarrollo que requieren las perforaciones y pruebas de crudos a recuperar por medios no convencionales...” (se subraya)

Como se puede apreciar, de acuerdo con lo expresado en el Acta mencionada, el inicio del período de explotación se refería al momento en que “se termine el desarrollo que requieren las perforaciones y pruebas de crudos a recuperar”. Lo anterior muestra la voluntad de las partes en el sentido que el período de explotación sólo corriera cuando se hubieren realizado los desarrollos necesarios para la explotación del crudo, dada sus características particulares.

Sin embargo, esta precisión por sí sola no permite dilucidar cuál de las dos posiciones de las partes corresponde a la intención de las mismas al celebrar el contrato.

Vale la pena señalar que en el curso del proceso presentó su declaración (folios 270 a 303 del Cuaderno de Pruebas No 9) el señor Marco Herrera, quien en la época de celebración del contrato trabajaba con la asociada y expresó lo siguiente:

“DR. GARRIDO: No, así en general, si esos contratos de asociación Cocorná y Nare tenían alguna connotación, algún régimen especial, alguna naturaleza diferente respecto del contrato de asociación tradicional?

“SR. HERRERA: ...

“Lo otro que tal vez y sobre lo que esta relacionado con estas sesiones, está relacionado con el tiempo de iniciación del contrato, el período de explotación, a mi entender no tengo las pruebas aquí, sí estaba relacionado con el desarrollo de las diferentes áreas a medida que se iban descubriendo y desarrollando, o sea estaba relacionado con la puesta en marcha de las facilidades de solución.

“ ...

“SR. HERRERA: ... El entendimiento que se tuvo siempre, era que las áreas que entraban o digamos el tiempo de explotación del contrato empezaba después de que se hubiera construido la última facilidad de producción que en este caso que nos atañe aquí fue el módulo No. 4...”

“DR. GARRIDO: Ese entendimiento que usted dice del año 1980 para el momento a partir de cual se cuenta, se inicia el contrato, es una opinión personal suya o era el entendimiento de la compañía?

“SR. HERRERA: Era el entendimiento de la empresa y hubo cartas en ese sentido también... y lo reitero aquí, sí había el entendimiento de que el área o que el desarrollo del área total se iniciaba en el momento en que se terminara la construcción de la última facilidad de producción”.

Como se puede apreciar, el testigo Marco Herrera afirma que el entendimiento de la empresa era que el plazo se contaba desde que terminara la última facilidad de producción. Sin embargo, el dicho de este testigo no es suficiente para el Tribunal para acreditar la intención de las partes, pues la misma en realidad sólo refleja el entendimiento que podían tener los funcionarios de la asociada y no los de Ecopetrol que suscribieron el Contrato. A este respecto debe recordarse que lo que prevalece en materia de contratos es la intención común.

2.2.5 La ejecución del contrato

Si con el fin de establecer la voluntad de las partes se examina la ejecución del contrato, se encuentra lo siguiente:

En primer término, en la comunicación GER-0188/90 (folio 093 del Cuaderno de Pruebas No 5) remitida por el Presidente de TEXPET al Presidente de ECOPETROL se hace referencia al “PERIODO DE EXPLOTACION ASOCIACIONES COCORNA Y NARE” y se expresa:

“Como la iniciación del período de explotación de 22 años en los Contratos de Asociación para producción de crudos pesados (métodos no convencionales de producción) difiere algo de los demás Contratos de Asociación, por la presente nos permitimos comunicar el estado en que se encuentra este asunto en los contratos de la referencia, de acuerdo con el Parágrafo de la Cláusula 23 de los mismos.

“ASOCIACION COCORNA:

“Con un solo Campo (TECA) el período de explotación comenzó cuando entraron en operación las instalaciones de producción de la última Área del Campo (Módulo No 4), esto es, el 19 de Junio de 1989” (se subraya)

En relación con dicha comunicación el testigo Gildardo Gil, quien a la sazón se desempeñaba como empleado de ECOPETROL, manifestó en su declaración (folios 334 a 355 del Cuaderno de Pruebas No 9) lo siguiente:

“SR. GIL: Nosotros recibimos esta carta de Texaco, de Texas en la cual nos anunciaba el inicio de explotación del campo Teca y el campo Nare quedaba también definido de acuerdo con lo que estaba establecido en el contrato.

“Esta carta para nosotros la tomamos como una notificación de acuerdo con el contrato de asociación, el contrato tiene una cláusula que dice que es notificaciones, yo no recuerdo qué número de cláusula es, pero habla de una notificación, entonces cuando a nosotros nos llegaban notificaciones a Ecopetrol, nosotros cuando estábamos de acuerdo con esas notificaciones no las contestábamos porque recibíamos cantidad de notificaciones, (...) si eso era así pues lo tomábamos como cierto y no contestábamos todo eso porque nos llegaban cantidad de notificaciones. Notificaciones, que la asociada manifiesta que de acuerdo con la cláusula tal del contrato y que se perforó el pozo cualquiera en tal año y con eso se dio cumplimiento a la obligación de tal año y listo, una notificación siga y así por el estilo, eran una cantidad de notificaciones, ésta era una notificación para nosotros y entonces no le dimos trámite posterior sino que lo tratamos internamente.

“DR. CARDENAS: Perdón, quiere decir que en ese momento se entendió que lo que ahí se decía era correcto?

SR. GIL: Si, en ese momento para Ecopetrol el contrato de asociación Cocorná, el período de explotación del contrato Cocorná empezó el 19 de junio/89, lo que decía la carta aquí, ese fue el entendido de Ecopetrol y eso hasta el año 97 que yo estuve en Ecopetrol siempre estuvo”. (se subraya)

En todo caso encuentra el Tribunal que las afirmaciones de TEXPET en su carta no pasan de ser apreciaciones de parte, unilaterales, que habrían llegado a tener efecto en el largo plazo si hubiesen alcanzado a ser vinculantes por una respuesta afirmativa inequívoca de la destinataria. El entendimiento al que alude el doctor Gil no alcanza a tener ese carácter, pues de acuerdo con los principios generales en materia de obligaciones, el silencio de una parte ante la manifestación de la otra no produce ningún efecto, y menos aún la vincula, a menos que de acuerdo con la ley o el contrato, se le haya atribuido una consecuencia en tal sentido o se haya impuesto el deber de contestar.

Posteriormente, el doctor Rafael Malaver Patarroyo, como funcionario de Ecopetrol, elaboró un memorando dirigido al Vicepresidente de Operaciones (folios 116 a 117 del Cuaderno de Pruebas No 5) sobre el “Contrato de Asociación Cocorná y Nare. Período de Explotación” en el cual se cita la manifestación de la asociada y se expresa lo siguiente:

“Afirma la Asociada que en el contrato de Asociación Cocorná el período de explotación para el campo Teca comenzó cuando entraron en operación las instalaciones de producción de la última área del campo o sea el 19 de junio de 1989.”

En dicho memorando el doctor Malaver hace referencia a la cláusula 23 de duración del contrato y señala igualmente que en el Contrato de Asociación está contemplada la posibilidad de que la iniciación del período de explotación de 22 años se aplase de manera indefinida, por lo que concluye que es posible que dicho período se extienda más allá de los 28 años que constituye el plazo total de vigencia del contrato.

Se puede observar que en dicho concepto no hay ningún análisis sobre la fecha exacta en que comenzó la explotación de la última Área según el contrato. De esta manera, el memorando del doctor Malaver lejos de ser preciso en relación con la fecha de iniciación de la explotación, reitera lo que en este momento no es controvertido por las partes y está explícito en el contrato: que el contrato puede superar el límite de 28 años si los métodos no convencionales para la extracción de crudos pesados demoran el inicio de la cuenta de los 22 años de explotación de la última área.

Así mismo, obra el Oficio VEP-No. 169 del 30 de junio de 2000 remitido por Ecopetrol a ADECO JUNTA DIRECTIVA NACIONAL (folios 10 y 11 del Cuaderno de Pruebas No 6) en el cual se responde una solicitud de información sobre los contratos de asociación Cocorná y Nare, el cual está suscrito por el Vicepresidente de Exploración y Producción de ECOPETROL Dr. Tomas Villamil Barrera. En dicho oficio se expresa:

“Con relación al tema de la referencia y en atención a su comunicación del 21 de febrero de 2000, la cual fue recibida en nuestra dependencia el pasado 22 de junio, les manifestamos que los siguientes son los documentos suscritos entre Ecopetrol y Omimex de Colombia, a partir de la fecha en la cual ingresó dicha compañía como operadora de los citados contratos y las Notarias donde se encuentran protocolizados tales documentos, para efectos de consulta:

“ ...

“Igualmente la siguiente es la información solicitada referente a los Contratos Cocorná y Nare:

“CONTRATO COCORNÁ:

“Fecha de Firma: 3 de septiembre de 1980

“Fecha Efectiva: 1 de septiembre de 1980

“Comercialidad Primer Campo: Agosto 20 de 1981 (Cocorná Norte)

“Fecha de Terminación: prevista para el 18 de junio de 2011” (se subraya).

Este oficio revela que en el momento en que se expide el entendimiento de Ecopetrol era que la fecha de terminación del contrato era el 18 de junio de 2011.

En todo caso es pertinente anotar que el doctor Nelson Navarrete, de la Vicepresidencia Adjunta de Producción de ECOPETROL, en oficio del 6 de febrero de 2003 (folios 168 y 169 del Cuaderno de Pruebas No 6) explicó a la misma ADECO que en la comunicación del 30 de junio la Vicepresidencia de Exploración y Producción le suministró toda la información disponible a esa fecha, que entonces se tenía como fecha posible de terminación del contrato el 18 de junio de 2011, que la fecha de terminación del contrato estaba en estudio por parte de ECOPETROL y por eso se mencionó tal fecha como prevista, pero que “posteriormente, en julio 15 de 2002, la Dirección Jurídica de Ecopetrol dando alcance a una consulta elevada por el Ministerio de Minas y Energía en relación con la fecha de terminación del contrato precisó que con fundamento en las disposiciones contractuales pactadas la terminación del Contrato de Asociación Cocorná es el 1 de septiembre de 2008”

Igualmente obra en el expediente el oficio del 14 de septiembre de 2000 enviado por la Dirección General de Hidrocarburos a ADECO (folio 12 Cuaderno de Pruebas No 6) en el que se manifiesta:

“De acuerdo a su solicitud del 31 de Agosto de 2.000, me permito informar lo siguiente:

“1. Adicional a los contratos de Asociación Cocorná y Asociación Nare, la compañía OMIMEX DE COLOMBIA, LTD, ha firmado el contrato de Asociación cuerdas con fecha 13 de Agosto de 1997 y el Contrato Sarare del 2 de septiembre de 1.998.

“2. En relación al Contrato de Asociación Cocorná, fue suscrito el 3 de septiembre/80, con fecha efectiva 1° de septiembre/80, aprobado mediante Resolución #001679 del 7 de septiembre de 1.981, fecha de comercialidad Agosto 20/81 y con fecha de terminación del contrato Junio 18 /2.011.

3. El Contrato de Asociación Nare, suscrito el 3 de septiembre/80, con fecha efectiva 1° de septiembre/80, el Ministerio de Minas y Energía otorgó iniciación de explotación el 11 de junio/85 y la fecha de terminación es el 5 de Noviembre de 2021”. (se subraya)

Como se puede apreciar, en ese momento el entendimiento tanto de funcionarios de Ecopetrol como de los funcionarios del Ministerio de Minas y Energía era que el Contrato terminaba el 18 de junio de 2011. Sin embargo, tal circunstancia no es por sí sola suficiente, pues como se verá a continuación el entendimiento de las partes cambió.

En efecto el 19 de abril de 2001 Omimex le solicita a la jefe de la oficina jurídica del Ministerio de Minas “certificar la fecha exacta en que el área Cocorna Sur, del campo Teca (Contrato de Asociación Cocorná) dio inicio a la explotación comercial” (folio 22 del Cuaderno de Pruebas No 6).

En comunicación de agosto 31 de 2001 la Gerencia de la Región Occidente de Ecopetrol (folio 33 Cuaderno de Pruebas No 6) se dirige a OMIMEX en relación con el PERIODO DE EXPLOTACIÓN CONTRATO DE ASOCIACIÓN COCORNA y le expresa:

“Con el propósito de entrar a analizar el tema de la referencia, atentamente les reiteramos nuestras solicitudes verbales realizadas a diferentes funcionarios de Omimex, respecto a la necesidad de contar con la siguiente documentación:

“• . Actas de inicio de operación de los diferentes módulos de producción del campo Teca, expedida por el Ministerio de Minas y Energía.

“• Actas que demuestren la fecha de entrada en producción de las diferentes áreas del campo.

“• Documentos que indiquen qué pozos entraron a producir al módulo 4, en caliente, para que ésta sea considerada la última área que entró en producción en el campo.”

Como se puede apreciar, esta comunicación revela que la asunción de Ecopetrol sobre la fecha de iniciación de la explotación partía de la comunicación de la Asociada, pero que no había hecho un análisis detallado de la producción de los diferentes pozos y por ello requería la información de los pozos que entraron a producir con el módulo 4, para concluir que esta sea considerada la última área.

En memorando remitido por el Director de Hidrocarburos a la Jefe de la Oficina Asesora jurídica del Ministerio de Minas el 17 de octubre de 2001 se expresa (folio 35 del Cuaderno de Pruebas No 6):

“Desde el punto de vista técnico, teniendo en cuenta todos los documentos que reposan en los archivos de la Dirección, se tiene lo siguiente:

“> Ecopetrol otorgó la comercialidad del campo en Agosto 21 de 1981.

“> El área comercial dada por Ecopetrol corresponde a la totalidad de la estructura del campo Teca.

“> Según lo registrado en las formas oficiales de producción, Formas 9, se determina que en el mes de Febrero de 1.982, se inició el período de explotación del campo Teca. Así mismo, se puede determinar que la producción de los pozos iniciales, en el mes de febrero del año 1982, fue de 24 días, por tanto se considera como fecha de inicio el 4 de febrero/82.

“> Desde febrero del año 1982, la producción del campo ha sido continua hasta la fecha, y como es claro a medida que se desarrolla el campo con la perforación de pozos se han ido incorporando pozos y ampliando las facilidades para el tratamiento de fluidos.

“Por lo tanto, considerarnos que la Fecha de iniciación de Explotación del Contrato de Asociación Cocorna debe ser Febrero 4 de 1982. Este concepto se envía con el fin de que la Oficina Asesora Jurídica oficialice la Fecha de Iniciación de Explotación” (se subraya)

Como se puede apreciar, esta comunicación tomó como punto de partida el inicio de explotación del campo; sin embargo no tomó en cuenta las distintas áreas como lo contemplaba el Contrato, por lo cual en dicho concepto se incurre en un error evidente.

La comunicación anterior fue puesta en conocimiento de Omimex por comunicación de la Jefe Oficina Asesora Jurídica del Ministerio de Minas y Energía del 30 de octubre de 2001 (folio 34 Cuaderno de Pruebas No 6). Posteriormente, se expidió una comunicación por OMIMEX dirigida a la Jefe Oficina Asesora Jurídica del Ministerio de Minas en la cual se expresaba lo siguiente (folio 36 y 63 Cuaderno de Pruebas No 6):

“Dando continuidad a nuestras comunicaciones de Abril 19/01 y Septiembre 26/01 y a su respuesta del 30 de Octubre del año en curso (oficio de la referencia) mediante la cual transcribe un memorando de la Dirección de Hidrocarburos, del Ministerio, queremos hacer las siguientes precisiones:

“• De acuerdo con la cláusula 23 del Contrato de Asociación Cocorná, el período de explotación de 22 años para el campo Teca se contará "a partir de la fecha en que se inicie la explotación comercial de la última área de cada campo" (subrayado fuera de texto).

“• De otro lado, la cláusula cuarta literal G. del referido contrato define área como "una porción del campo que pueda ser desarrollada para ser tratada térmicamente por una estación generadora de vapor".

“• Por las características geológicas del campo (estratos no continuos de areniscas) y la naturaleza pesada del crudo (12.5 "API) se estableció dentro del Plan de Desarrollo la necesidad de inyectar vapor para reducir la viscosidad del crudo y poderlo producir, lo cual hizo necesaria una logística que dividió el campo en áreas, cada una con facilidades propias para inyectar vapor. El campo se desarrolló en etapas sucesivas desde 1981 hasta 1989 empezando con el área

norte (a la cual se asignó el Módulo de Tratamiento No. 1), y terminando con el área sur (a la cual se asignó el Módulo de Tratamiento No. 4).

“• Por lo anterior la fecha de inicio del periodo de explotación del contrato de Asociación Cocorná debe ser la misma en que se realizó la primera estimulación en caliente de pozos del área sur en el módulo 4.

“• De acuerdo con el Acta No. 11 de Comité Ejecutivo suscrita entre Texaco (antiguo operador de la Asociación Cocorná) y Ecopetrol el 23 de Septiembre de 1983 y subsiguientes —ver copias adjuntas-, se puede constatar que el Módulo 4 estuvo en construcción desde 1984 hasta 1989.

“• El 12 de Enero de 1989 Texaco recibió de la compañía constructora Distral S.A. el equipo de tratamiento que estaba pendiente por instalar en el módulo 4 (se adjunta copia del Acta de Recibo de Equipo —1 Separador de Agua Libre y 2 Tratadores Electrostáticos) quedando pendientes las pruebas finales de operación.

“• Dadas las definiciones y explicaciones que anteceden se concluye que la fecha de inicio de la explotación debe ser el año 1989, período en el cual se dio inicio a la operación del Módulo 4; la fecha de terminación del Contrato de Asociación Cocorná sería en el año 2011.

“• Pese a que es posible determinar que el módulo 4 inició su operación en el año 1989, no es posible determinar la fecha exacta (mes y día) de inicio del período de explotación (primera estimulación de los pozos del área sur en el módulo 4) por cuanto en el proceso de cesión de intereses de Texaco a Omimex en el año 1995, no se recibieron copias de las formas oficiales de producción (Forma 9 SH, Forma 15 ACR, etc.) que es el documento que registraría la fecha exacta. Por esta razón Omimex se vio en la necesidad de consultar tanto a Ecopetrol como a ese Ministerio acerca de la existencia de copias de dichas formas para constatar la fecha exacta de inicio de producción del área sur. Cabe mencionar que Ecopetrol tampoco ha encontrado en sus archivos copia de las mencionadas formas.

“Por lo anterior, agradecemos a esa dependencia que se pronuncie a este respecto con el fin de evaluar la factibilidad de continuar con las inversiones propuestas por Omimex a Ecopetrol como operador del contrato de Asociación Cocorná”. (se subraya)

Igualmente, obra el memorando de la Jefe de la Oficina Asesora Jurídica del Ministerio de Minas y Energía al Director de Hidrocarburos del mismo Ministerio, con fecha del 3 de diciembre de 2001, en el cual se hace referencia al memorando del 17 de octubre de 2001 de la Dirección de Hidrocarburos. Dicha comunicación también hace referencia a la comunicación de Omimex que se acaba de transcribir. En este memorando se expresa (folios 39 a 41 del Cuaderno de Pruebas No 6):

“En atención a lo manifestado por la Compañía Omimex de Colombia, respecto al concepto técnico de la Dirección en lo relativo a la fecha de iniciación del contrato, esta oficina observa que:

“En efecto el Contrato de Asociación Cocorná, establece en la cláusula veintitrés que el período de explotación es de 22 años, los cuales se empezarán a contar desde que se inicie la explotación comercial de la última área de cada campo. Igualmente el contrato define el área como parte del campo que pueda ser desarrollada para ser tratada térmicamente por una estación generadora de vapor.

“En atención a lo convenido en el Contrato de Asociación Cocorná, es claro para esta oficina que los 22 años de explotación deberán cortarse desde que inició la explotación comercial de la última área en que se dividió el campo "Teca", esto es

el área correspondiente al módulo 4 y no desde la producción de los primeros pozos correspondientes a la primera área del referido campo. Tal apreciación desde el punto de vista legal, por lo que estimamos se debe ahondar más en la parte técnica.

“Dada la claridad jurídica del contrato respecto de la fecha que debe tenerse en cuenta para contar los 22 años de explotación y como quiera que el peticionario presentó documentos que informan que la fecha en que se instaló el módulo 4, correspondiente a la última área, fue en 1989, se considera necesario que la Dirección de Hidrocarburos verifique la misma, para que se obre conforme a lo estipulado en el Contrato.

“Por último es importante se consulte a ECOPETROL con el fin de tener mayores elementos para pronunciarnos al respecto”.(se subraya)

Como se puede apreciar, a través de esta comunicación se expresó que el plazo de explotación debía contarse a partir del inicio de la explotación de la última área correspondiente al módulo 4 y que no podían tomarse en cuenta los primeros pozos de la primera área. En todo caso debe observarse que dicha manifestación partía de la base de la información suministrada por OMIMEX y solicitaba su verificación técnica.

Por comunicación del 1 de febrero de 2002 (folio 59 del Cuaderno de Pruebas No 6), la jefe de la oficina asesora jurídica del Ministerio se dirige a la coordinación de Ecopetrol haciendo referencia al contrato celebrado entre Ecopetrol y Texas, a las cláusulas del contrato, a la posición ya mencionada de la Dirección de Hidrocarburos y al pronunciamiento de Omimex sobre la materia en la comunicación mencionada. Finalmente señala la oficina jurídica:

“En relación con el asunto que nos ocupa, esta oficina observa que la cláusula 23 del contrato establece una duración de veintiocho (28) años, condicionados los últimos 22 (período de explotación) al inicio de la explotación comercial de la última área de cada campo, razón por la cual requerimos que Ecopetrol se pronuncie sobre el alcance jurídico de la citada cláusula, a fin de que con posterioridad las partes técnicas tanto del Ministerio como de Ecopetrol, revisen cuál fue la fecha de inicio de explotación de la última área”. (se subraya)

Igualmente obra en el expediente la comunicación del 1 de febrero de 2002 (folio 57 Cuaderno de Pruebas No 6) en la que la Jefe de la Oficina Asesora Jurídica del Ministerio le informa a OMIMEX, en relación con el inicio de explotación, que “una vez estudiados los elementos jurídicos del contrato, hemos consultado con Ecopetrol a fin de que pueda existir claridad en relación con el inicio de explotación”.

Posteriormente se remitió la Comunicación No 213701 del 16 de julio de 2002 (folios 94 a 98 del Cuaderno de Pruebas No 6) suscrita por el Coordinador de Contratación DIJ de ECOPETROL Dr. Jaime Pineda Durán, la cual está dirigida al Ministerio de Minas y Energía y en particular a la Jefe Oficina Asesora Jurídica. En esta comunicación se expresa:

“...
“ANÁLISIS Y CONCLUSIONES

“a. Tal y como puede observarse, de conformidad con la premisa inicial de la Cláusula 23 del Contrato de Asociación "Cocorná": "Este contrato empezará a regir desde la Fecha Efectiva y tendrá una duración no mayor de veintiocho (28) años (...)" Así las cosas, como una primera conclusión tendríamos que afirmar que, en cualquier caso, el plazo del contrato es de veintiocho años, contados desde el 1º de septiembre de 1980, es decir, que su término se extinguirá el 1º de septiembre de 2008.

“ ...

“d. El Campo Teca se dividió en tres Áreas: el Área Norte, cuya explotación se inició el 4 de febrero de 1981, el Área Toche que fue integrada al Área Cocorná Norte y el Área Sur, sobre cuya fecha de iniciación de explotación existen diferencias entre el Ministerio, OMIMEX y ECOPETROL, quedando claro que, en todo caso, ocurrió en el año 1989. Así las cosas existe una aparente contradicción de la duración del Período de Explotación del Contrato de Asociación 'Cocorná' a la fecha en que se iniciara la explotación de la última Área”

“e. Pues bien, de acuerdo con lo hasta aquí indicado se observa entonces que (i) por una parte y según la definición contenida en el literal N de la cláusula 4 (el Período de Explotación es "El tiempo que transcurra desde cuando finalice el período de exploración, hasta el término de este contrato") y lo establecido en la Cláusula 23 (la duración máxima del Contrato de Asociación es de veintiocho años contados a partir de la Fecha Efectiva) el Período de Explotación estaría comprendido entre el 1º de septiembre de 1985 y el 1º de septiembre de 2008; y (ii) por otra parte y de acuerdo al desarrollo de la precitada Cláusula 23, el Período de Explotación equivaldría a 22 años desde la iniciación de la explotación del Área Sur, lo cual ocurrió cuando se inició la operación del Módulo 4, en el año de 1989.

“No obstante esa ambigüedad, ECOPETROL considera que las partes deben atenerse a la duración máxima pactada para el contrato, lo cual nos lleva a considerar que el mismo debe terminar el 1º de septiembre de 2008, esto es, cuando contando desde la Fecha Efectiva, se cumplen los 28 años acordados como límite máximo.” (se subraya)

De dicha comunicación se debe destacar que ECOPETROL reconoce que está claro que la explotación del área sur comenzó en el año 1989. De otra parte, en el mencionado oficio se señala que “el Período de Explotación equivaldría a 22 años desde la iniciación de la explotación del Área Sur, lo cual ocurrió cuando se inició la operación del Módulo 4 en el año de 1989”. Sin embargo, ECOPETROL considera que las partes deben atenerse a la duración máxima pactada para el contrato de 28 años contados a partir de la fecha efectiva.

Ahora bien, la demandante sostiene que a la Asociada no le fue notificado el concepto del 16 de julio de 2002, sin embargo, como se verá más adelante, diversas actuaciones de las partes posteriores se realizaron con base en dicho concepto.

En comunicación del 6 de febrero de 2003 Ecopetrol dio respuesta a una petición de ADECO en relación con la terminación del contrato de asociación Cocorná. En dicha comunicación se expresó (folios 168 a 169 del Cuaderno de Pruebas No 3):

“En comunicación VEP - 169 de junio 30 de 2000, la Vicepresidencia de Exploración y Producción suministró toda la información solicitada por ustedes y que se tenía disponible a esa fecha. En dicho oficio, se tenía como fecha posible

de terminación del contrato de Asociación Cocorná el día 18 de junio de 2011, basados en la premisa de la posible aplicación de la cláusula 23 del mencionado contrato y teniendo en cuenta un período de explotación de 22 años a partir de la entrada en producción de la última área comercial del campo (Cocorná Sur, Junio 18 de 1989). La determinación del período de explotación y por ende la fecha de terminación del Contrato de Asociación Cocorná estaba en estudio por parte de Ecopetrol, razón por la cual se mencionaba esta fecha como prevista.

“Posteriormente, en julio 15 de 2002, la Dirección Jurídica de Ecopetrol dando alcance a una consulta elevada por el Ministerio de Minas y Energía, en relación con la fecha de terminación del contrato precisó que, con fundamento en las disposiciones contractuales pactadas, la fecha de terminación del Contrato de Asociación Cocorná es el 1 de septiembre de 2008, específicamente por las circunstancias que se citan a continuación:

“• Cláusula 23 del Contrato de Asociación Cocorná: " Este contrato empezará a regir desde la Fecha Efectiva y tendrá una duración no mayor de veintiocho (28) años (...)", establece que en cualquier caso el plazo del contrato es de veintiocho (28) años, contados desde el 1 de septiembre de 1980, es decir, que su término se extinguirá el 1 de septiembre de 2008.

“• Verificada la documentación existente en el Archivo de la Vicepresidencia de Exploración y Producción, se encontró que la Asociada cumplió con las obligaciones de la Cláusula 5 (Términos y Condiciones), en un período de 5 años, esto es entre septiembre de 1980 y el 31 de agosto de 1985.

“En el contrato de Asociación Cocorná, desde el punto de vista geológico existe una sola Formación productora de petróleo y un único campo denominado Teca. El campo Teca, a medida que se fue cumpliendo con las obligaciones exploratorias, y como estrategia de desarrollo, se dividió en tres áreas a las cuales se les dio comercialidad en el siguiente orden: Cocorná Norte, el 20 de agosto de 1981; Toche, el 5 de abril de 1984 y Cocorná Sur, el 14 de febrero de 1985.

“Dado que el período de exploración finalizó el 31 de agosto de 1985, y teniendo en cuenta la definición contenida en el literal N de la cláusula 4 (el periodo de explotación es "El tiempo que transcurra desde cuando finalice el período de exploración, hasta el término de este contrato") y lo establecido en la cláusula 23 (la duración máxima del contrato de Asociación es de 28 años contados a partir de la Fecha Efectiva), el periodo de explotación estaría comprendido entre el 1 de septiembre de 1985 y el 1 de septiembre de 2008.

“En el caso del campo Teca no se presentó circunstancia alguna de las citadas en la cláusula 23 ("si fuera necesario aplazar la iniciación de la explotación en cualquier campo o área declarada comercial por la limitada demanda del mercado, por la limitada capacidad del oleoducto, por la limitada capacidad de refinación, el período de explotación de veintidós (22) años empezará a contarse desde la fecha en que se inicie la explotación comercial de dicho campo o área"). En consecuencia, dado que ninguna de estas condiciones se cumplió, no es necesario tenerlas en cuenta para efectos de determinar la iniciación del período de explotación del Contrato de Asociación Cocorná”.

En comunicación del 14 de mayo de 2003, remitida por Ecopetrol a Funtraenergética, se da respuesta a una comunicación en la que se solicita información sobre las fechas de terminación de los Contratos de Asociación Cocorná y Nare y se expresa (folios 171 y 172 del Cuaderno de Pruebas No 6):

“CONTRATO DE ASOCIACION COCORNÁ:

“La Dirección Jurídica de Ecopetrol dando alcance a una consulta elevada por el Ministerio de Minas y Energía, en relación con la fecha de terminación del contrato precisó que con fundamento en las disposiciones contractuales pactadas, la fecha de terminación del Contrato de Asociación Corconá es el 1 de septiembre de 2008” (se subraya)

Por comunicación del 27 de agosto de 2004 dirigida a la Unión Sindical Obrera de la Industria del Petróleo, Ecopetrol expresa lo siguiente: (folio 009 del Cuaderno de Pruebas No 7)

“PREGUNTA 1: Fechas de terminación de los contratos de las Asociaciones Cocorná Nare operados por Omimex de Colombia.

“RESPUESTA:

“Fecha de terminación contrato Asociación Cocomá: 1 de septiembre de 2008
“Fecha de terminación contrato Asociación Nare: 4 de noviembre de 2021

“Anexamos la comunicación DIJ-1-0624 del 15 de julio de 2002 de la Dirección Jurídica de Ecopetrol dirigida al Ministerio de Minas y Energía, en relación con la fecha de terminación del Contrato de Asociación Cocorna definida para el 1 de septiembre de 2008, con los detalles y precisiones allí mencionados y referidos a - la cláusula 23 del Contrato de Asociación, duración máxima del contrato, así: “Este contrato empezará a regir desde la fecha efectiva y tendrá una duración no mayor de veintiocho (28) años (. . .)”, contados desde el 1 de septiembre de 1980, es decir, que su término se extinguirá el 1 de septiembre de 2008.” (se subraya)

En el Acta No 80 del 21 de septiembre de 2004 del Comité Ejecutivo de la Asociación Cocorná se expresa: (folio 31 del Cuaderno de Pruebas No 7)

“3.2.1. Estudio pozo a pozo.

“El Operador en aparte 3.2.1. del folleto presenta un informe resumen de la evaluación pozo a pozo de los campos de Teca y Nare Sur, la cual ya se ha terminado en su ciclo inicial.

“Los principales logros alcanzados con este estudio son:

“ ...

“Para TECA, las reserva estimadas para el período julio/2004 a agosto/2008, son de 4.50 MBLS, con una producción del orden de 2200 BOPD al cierre.

“Para NARE SUR, las reserva estimadas para el período junio/2004 a diciembre/2020, son de 3.5 MBLS, con una producción del orden de 300 BOPD para el 2020.”(se subraya)

Como se puede apreciar, en el Estudio presentado al Comité que integraban las dos partes se partía de la base de que el Contrato terminaría en el año 2008.

Posteriormente, el 17 de abril de 2006, el Presidente de OMIMEX envía al Vicepresidente de Producción de Ecopetrol una comunicación en la cual se expresa (folio 94 del Cuaderno de Pruebas No 7):

“Omimex de Colombia Ltd. manifiesta su interés en continuar su permanencia como socio y operador del Contrato de Asociación Cocorná, después del 31 de agosto del año 2008, fecha contractual de finalización de este contrato.”

“Internamente iniciaremos un proceso de evaluación de los escenarios para identificar alternativas que posibiliten la viabilidad económica y técnica de esta operación”. (se subraya)

En el Acta No 85 del Comité Ejecutivo del Contrato de Asociación Cocorná se dice (folio 101 del Cuaderno de Pruebas No 7):

“6.2. TERMINACION DEL CONTRATO COCORNÁ – COSTOS DE ABANDONO.

“El Operador indica que el estudio de costos de abandono fue terminado y entregado a Ecopetrol en Diciembre de 2005. En dicho informe se muestra que el valor de los costos de abandono para la Asociación Cocorná es de KUS\$ 7,172. El costo de abandono, hasta la terminación del contrato en el año 2008, sería de KUS\$ 3,849. Las cifras anotadas, corresponden a los valores que deben ser fondeados por los socios de la Asociación para llevar a cabo estos trabajos de abandono”

“6.3. APERTURA DE INTERVALOS EN LA ZONA A SUPERIOR

“El Operador presentó una evaluación sobre la apertura de la zona A. De un total de 43 pozos actualmente cerrados, el análisis se hizo para 12 de ellos. Se consideró una inversión promedio por pozo de KUS\$ 150, una tasa de descuento del 10%, un precio del crudo de 35 us\$/BI y un lifting cost de 7.5 us\$/BI. Los resultados muestran que 4 pozos no tienen potencial que lo haga viable económicamente y 1 uno podría ser usado como monitor de presión.

“Si bien los resultados económicos, en términos de VPN, son positivos para 7 casos, Omimex manifiesta no estar interesado en realizar estos trabajos debido a que su recuperación implica más de dos años y la terminación del Contrato está para el 1 de Septiembre del 2008. Por lo tanto, Ecopetrol manifestó su interés en realizar estos trabajos.

“6.4 EXTENSIÓN DEL CONTRATO COCORNÁ

“El Operador informó su interés de extender el contrato de Asociación Cocorná. Por lo tanto Ecopetrol S.A. debe proceder con la respectiva respuesta.” (se subraya)

En comunicación del 26 de abril de 2006 enviada por el Vicepresidente de Producción de Ecopetrol a Omimex se expresa (folio 121 del Cuaderno de Pruebas No 7):

“Nos referimos a su comunicación PRES-023-06 del 17 de abril de 2006 mediante la cual manifiesta el interés de la compañía Omimex de Colombia Ltda, de continuar su permanencia como socio y operador del contrato de la referencia, una vez finalice el 31 de agosto de 2008. De igual forma se manifiesta en su

comunicación, que al interior de la compañía Omimex de Colombia Ltda. se adelantan las evaluaciones de la propuesta que será enviada a ECOPETROL S.A,

“Es importante resaltar que en las evaluaciones se debe tener en cuenta, como parte de la política de extensión de contratos de asociación, los planteamientos del Consejo de Estado en el concepto No. 1.149 del 31 de julio de 2003 y se debe considerar y evaluar las directrices del documento CONPES No. 3245 del 15 de Septiembre de 2003, que se resumen a continuación:...” (se subraya)

En el Acta No 86 del Comité Ejecutivo de la Asociación Cocorná del 26 de septiembre de 2006, se expresa (folio 119 del Cuaderno de Pruebas No 7)

“6.7. Extensión del contrato Cocorná.

“El Operador informa sobre su interés de extender el Contrato de Asociación Cocorná y que presentará una propuesta formal antes de Febrero de 2007”

En el Acta No 87 del Comité Ejecutivo de la Asociación Cocorná del 19 de diciembre de 2006, se expresa (folio 400 del Cuaderno de Pruebas No 7)

“6.7. EXTENSION DEL CONTRATO COCORNÁ

“La representación de ECOPETROL S.A. solicitó al Operador una Comisión Conjunta para realizar actividades de la terminación del Contrato de Asociación Cocorná.

“El Operador informó al Comité Ejecutivo su interés de presentar la solicitud formal de extensión del Contrato de Asociación Cocorná”

Dentro de este contexto, se produce la venta de la participación de Omimex. En dicha operación se partió de la base que el contrato terminaba en el 2008. En efecto, el Ingeniero Eliseo Acevedo quien intervino en dicho proceso a nombre de ECOPETROL manifestó (folios 76 a 79 del Cuaderno de Pruebas No 9):

“La información que nos suministran se hace un data room con carácter confidencial, la información que nos suministran como en un folleto de presentación de la oferta, lo que había o lo que estaba escrito en ese folleto era que se ofrecía el activo Cocorná, se ofrecía el 50% del interés de participación de los intereses de las acciones de Ominex, pero en el caso Cocorná lo que se decía claramente en uno de los párrafos que fue con lo que se estipuló incluso, el análisis era que la duración, el contrato expiraba en el 2008, incluso la presentación de reserva que ellos hacen la hacían, las reservas probadas, la obligación de esta reserva se hace hasta el 2008.” (se subraya)

En comunicación del 1º de febrero de 2007 Ecopetrol le solicitó a Mansarovar “informar los nombres de los profesionales de la compañía Mansarovar Energy Colombia Ltda que conformarán el equipo que llevará a cabo el proceso de entrega de las instalaciones y operación de Ecopetrol”. Ecopetrol igualmente informó los profesionales que participarán por Ecopetrol (folio 1 Cuaderno de Pruebas No 8)

En comunicación del 23 de febrero de 2007 dirigida al Vicepresidente de Producción de Ecopetrol el representante legal de Mansarovar expresó (folio 412 del Cuaderno de Pruebas No 7):

“De acuerdo con su comunicación 2-2007-2928 del 2 de febrero del presente año, atentamente le informamos los nombres de los funcionarios de Mansarovar Energy Colombia Ltd. que llevarán a cabo el proceso de entrega de las instalaciones y la operación a ECOPETROL S.A del Contrato de Asociación Cocorná:

“I. Aspectos de Superficie, Operacionales y Subsuelo
Ingenieros Leonel Vargas y Humberto Mendoza

“II. Aspectos Contractuales, Jurídicos, Laborales y de Personal
Dr. Eduardo Ponce de León y Dr. Juan Camilo Pinzón

“II!. Aspectos Ambientales, Sociales y Seguridad Física
Dr. Eduardo Ponce de León, Dr. Juan Camilo Pinzón, Ing. Pilar Acevedo

“IV. Aspectos Contable-Financieros
Mr. Benjamín Pereira

“El equipo estará liderado por el Ing. Jorge Martin, Coordinador del Subcomité Técnico de las Asociaciones” (se subraya)

En el Acta correspondiente al Comité Ejecutivo de la Asociación Cocorná No 88 se expresa (folio 417 Cuaderno de Pruebas No 7):

“2. REVISIÓN DE COMPROMISOS

“Se efectuó revisión de los compromisos adquiridos en el Comité Ejecutivo No. 87 de diciembre 19 de 2006. El Operador informó que sobre el tema de la terminación del contrato de Asociación Cocorná, se conformaron los equipos de trabajo y se están adelantando esfuerzos sobre los puntos críticos como son los estudios jurídico-catastral, ambiental y social; inventarios de activos y de bodegas, así como, aspectos laborales, con el propósito de identificar y ejecutar acciones para entregar el campo en condiciones de paz y salvo en los diferentes tópicos. Para llevar a cabo este proceso, se implementarán mesas de trabajo entre ECOPETROL S.A. y MANSAROVAR para tratar cada uno de los temas antes descritos. Antes de dar inicio a las mesas de trabajo, se realizará una reunión de coordinación.

“Adicionalmente, el Operador informó que en el corto plazo presentará la propuesta de extensión del Contrato de Asociación Cocorná a ECOPETROL S.A. La representación de ECOPETROL S.A. manifestó que estarán atentos a la propuesta que MANSAROVAR presente sobre el tema, pero que, bien sea que el Contrato de Asociación termine o se extienda, el proceso es similar y debe adelantarse.” (se subraya)

En comunicación del 8 de agosto de 2007, remitida por Ecopetrol a Mansarovar se expresó (folio 441 del Cuaderno de Pruebas No 7):

“Siguiendo con el cronograma realizado para la Terminación del Contrato de Asociación Cocorná, le manifestamos que el día viernes 27 de julio de 2007 de 2:00 PM a 4:00 PM nos reunimos con el equipo de trabajo designados por ustedes para tal fin. Dentro de uno de los compromisos que ECOPETROL S.A. adquirió este día, está el de hacerle llegar la información requerida para el desarrollo de estas actividades.

“Con el fin de dar cumplimiento al cronograma establecido y así mismo adelantar los procesos de Contratación necesarios, se anexan los siguientes documentos:

- “1. Instructivo Terminación Contrato Asociación Cocorná.
- “2. Cronograma Actividades.
- “3. Lista Chequeo Terminación Contrato Asociación Cocorná.
- “4. Copia Dura (CD) de Ejemplos Específicos Pliegos Contratación.

“Con respecto a los temas laborales, le manifestamos que la información correspondiente al Diagnóstico Documental, fue recibida por ECOPETROL S.A. el día 19 de julio de 2007.

“En cuanto al modelo de pliegos de Contratación para Inventario de Materiales de Operación (Toma Física Inventarios), se los haremos llegar más actualizados en una futura comunicación debido a que esta actividad se realizará en julio de 2008.” (se subraya)

En el Acta No 89 del Comité Ejecutivo de la Asociación Cocorná del 26 de septiembre de 2007 se expresó (folio 458 del Cuaderno de Pruebas No 7):

“6.7 TERMINACIÓN DEL CONTRATO DE ASOCIACIÓN COCORNA

“Se realizaron reuniones de trabajo y ECOPETROL S.A. entregó al Operador todo el procedimiento y el cronograma a seguir para este proceso. El operador informa al Comité Ejecutivo que actualmente se adelanta la preparación de los pliegos para la licitación de los procesos prioritarios, relacionados con: aspectos inmobiliarios, inventario de bodegas, inventario de activos fijos, aspectos laborales, ambientales y sociales.”

Como se puede apreciar, desde el año 2004 hasta el año 2007 las dos partes actuaron partiendo de la base que el Contrato de Asociación terminaría en el año 2008, en razón del plazo máximo de duración del Contrato.

El 26 de septiembre de 2007 Mansarovar envió una comunicación a Ecopetrol en la cual expresa (folios 460 a 470 del Cuaderno de Pruebas No 7):

“Aunque de tiempo atrás se viene tratando lo relativo a la terminación del Contrato de Asociación Cocorná y su posible extensión a partir del 1° de septiembre de 2008, la nueva administración de esta empresa ha considerado oportuno revisar la cláusula 23 -relativa a la "Duración Máxima" del Contrato- y encuentra razones suficientes para considerar que de acuerdo con lo pactado contractualmente el derecho de la Asociada para explotar el Campo Teca se extiende hasta el año 2011, como pasa a analizarse.

“... ”

“En este orden de ideas, la compañía Mansarovar Energy Colombia Ltd considera prioritario replantear el tema de la terminación del Contrato de Asociación Cocorná para dejar que se rija por lo acordado contractualmente en la cláusula 23; de manera que solicita formalmente a ECOPETROL revisar la fecha en que se inició la explotación comercial del Área Cocorná Sur, del Campo Teca, que en cualquier caso se considera fue en el año 1989.”(se subraya)

Por comunicación del 1º de febrero de 2008 (folio 5 del Cuaderno de Pruebas No 8) Ecopetrol informó a Mansarovar que había terminado de realizar el análisis correspondiente, pero que “se ha hecho necesario contar con el concepto de un especialista externo”.

El 11 de febrero de 2008 (folio 7 del Cuaderno de Pruebas No 8) Mansarovar envió una comunicación a Ecopetrol en la que indicaba:

“Conforme a lo establecido en el Decreto Ley 1760 de 2003, el Decreto 2288 de 2004 y el documento CONPES 3245 del 15 de septiembre de 2003, Mansarovar Energy Colombia Limited (MECL), presenta a ustedes su propuesta de extensión del actual contrato de Asociación Corconá, suscrito en septiembre de 1980, MECL propone extender el contrato en referencia hasta su límite económico....”

El 11 de septiembre de 2008 ADECO solicita un pronunciamiento del Ministerio de Minas y Energía sobre la fecha oficial de terminación del Contrato de Asociación Cocorná, haciendo referencia a pronunciamientos anteriores y afirmando que (folio 17 del Cuaderno de Pruebas No 8) “ADECO tiene la percepción y considera que este contrato frente al análisis jurídico realizado objetivamente por las partes, le asiste razón a la posición asumida por MECL y por las partes en sendas comunicaciones dirigidas a ADECO relacionadas en este oficio son razonables y se identifican en sus apreciaciones de la fecha real de terminación del Contrato de Asociación Cocorná”.

En comunicación del 3 de marzo de 2008, el Jefe de la Oficina Asesora Jurídica y el Director de Hidrocarburos del Ministerio de Minas le contestaron a ADECO lo siguiente (folios 18 y 19 del Cuaderno de Pruebas No 8):

“En primer lugar, respecto de la posición oficial de esta Entidad sobre la solicitud formulada en el mes de septiembre de 2007 por Mansarovar Energy Colombia Limited a Ecopetrol S.A., y frente a la respuesta por emitida ****por esta última, le informamos que el Ministerio de Minas y Energía no es la autoridad competente para pronunciarse sobre el particular o para dirimir conflictos de naturaleza contractual, de conformidad con lo previsto en la Cláusula 28 del contrato de asociación Cocomá.

“Es así que en virtud de la autonomía de las partes, requisito esencial de las relaciones contractuales, no puede este Ministerio atribuirse interpretación alguna que conlleve al asentimiento, discrepancia o modificación de la exégesis de la voluntad plasmada por los contratantes en la Asociación Cocorná.

“Diferente es el trámite y procedimiento que deba adelantar este Ministerio, como ente rector de la política petrolera, en relación con las funciones de fiscalización y control para el cabal cumplimiento de las obligaciones establecidas en el Código de Petróleos, la Ley 10ª de 1961 y demás normas complementarias.

“De otra parte, se precisa que la información suministrada en el oficio 38044 del 14 de septiembre de 2000, a la Asociación que Usted preside, fue emitida por la Dirección de Hidrocarburos con base en la documentación que reposa en la Dependencia, indispensable para verificar el cumplimiento de las normas que regulan las actividades de exploración y explotación de hidrocarburos, de conformidad con lo estipulado en el numeral 3º del Artículo 12 del Decreto 070 de 2001.

“De acuerdo con lo anterior, le manifestamos que este Ministerio reitera la información suministrada en el oficio 38044 del 14 de septiembre de 2000.

“El presente concepto se emite en los términos del Artículo 25 del Código Contencioso Administrativo.”

Como se puede apreciar, en este Memorando el Ministerio no asume posición sobre la discusión entre las partes y afirma que su comunicación del año 2000 se realizó con base en la documentación que reposa en el Ministerio.

El 21 de mayo de 2008 se produce el concepto del doctor Hinestrosa (folio 63 del Cuaderno de Pruebas No 8) en el cual se afirma:

“7. La alternativa de un tope insuperable de 28 años no es admisible, toda vez que el contrato dio 22 años para la explotación, contados a partir de la iniciación de la explotación comercial de la última área de cada campo, previsión esta que resultaría ociosa caso de ser inmodificable aquel término. Ese entendimiento de la cláusula conduciría, pues a un contrasentido, por no decir a un absurdo.

“8. Todo hace pensar que así lo han entendido ambas partes, tanto en sus reflexiones internas unilaterales, como en el tratamiento que le dieron al contrato Nare, a partir de las consideraciones que se hicieron para llegar al otro sí, que bien puede tomarse como un reconocimiento de la presencia de un contrasentido –que se mantiene en el contrato Cocorná-, y una interpretación auténtica de la cláusula 23, ante todo, al eliminar la alternativa de considerar que se había pactado un término máximo absoluto.

“ ...

“10. En tales condiciones, a mi juicio, es incuestionable que los 22 años del período de explotación, han de contarse a partir de la fecha del inicio de la explotación comercial de la última área, sin que el tope de 28 años tenga relevancia alguna. En otras palabras, el establecimiento de la duración cierta del contrato o, lo que es igual, la fecha de su terminación, depende exclusivamente de la puntualización de la fecha en que se haya iniciado la explotación comercial de la última área de cada campo, conforme a la previsión de la cláusula veintitrés (23).”(se subraya)

El 1º de julio de 2008 el Vicepresidente de Producción de Ecopetrol remitió un oficio al Director de Hidrocarburos del Ministerio de Minas en el que precisa (folios 74 a 79 del Cuaderno de Pruebas No 8):

“Del análisis realizado, se concluye lo siguiente:

“1.) En el Contrato de Asociación Cocomá existe un solo campo (Teca) el cual fue desarrollado por áreas, dadas las características del mismo (crudo pesado y estimulación térmica).

“2.) El periodo de explotación para cada uno de los campos es de veintidós años contados a partir de la fecha en que se inicie la explotación comercial de la última área de cada Campo”: en este caso corresponde al área Sur del Campo Teca.

“3.) La estimulación de los pozos del área Sur del Campo Teca, se llevó a cabo antes de la instalación del Módulo-4.

“4.) La explotación comercial de la última área del campo Teca (Sur), se inició con la estimulación térmica del pozo T-224, la cual se efectuó el día 9 de octubre del año 1986. desde el Módulo-1 y la producción se llevó al Módulo-3.

En virtud de lo anterior, los 22 años del periodo de explotación del Contrato de Asociación Cocorná deben contarse a partir del 9 de octubre de 1986. de esta forma, la fecha de terminación del Contrato es el Jueves 9 de octubre de 2008.

“Solicitud al Ministerio de Minas y Energía:

“Por lo anterior, Ecopetrol S.A. considera que el evento técnico que marca el inicio del periodo de explotación del área Sur del campo Teca corresponde al primer ciclo de inyección en caliente del pozo Teca-224, realizado el 9 de octubre de 1986 y que, para tal efecto, las instalaciones usadas fueron las existentes en ese momento en el campo (módulo-1 y módulo-3), condición ésta que demuestra que no se requirieron las instalaciones del módulo-4 para dar inicio al desarrollo comercial de dicha área.

“Entendemos que la posición del Ministerio de Minas expresada de buena fe, en su oficio de fecha catorce (14) de Septiembre de 2000, partió de una información suministrada en su momento por la firma Texpet, quien manifestó que la fecha de inicio de la explotación fue en el año 1.989 en el momento que se dio inicio a la Operación del Módulo 4.

“Por los hechos presentados y habida cuenta del análisis realizado, así como de la contundencia de las pruebas encontradas, Ecopetrol S.A. solicita respetuosamente a la Dirección de Hidrocarburos del Ministerio de Minas y Energía que revise estos hechos y emita su nueva posición dando alcance a la comunicación de fecha 14 de septiembre de 2000.” (se subraya)

A partir de esta fecha ECOPETROL asume la posición de que el inicio de la explotación del Área Sur se produjo antes de que empezara a operar el módulo No 4.

El 11 de septiembre de 2008 el Ministerio de Minas dio respuesta a Ecopetrol manifestando (folio 129 del Cuaderno de Pruebas No 8):

“En atención a su solicitud del asunto, formulado ante este Despacho en la que solicita revisar los hechos descritos en esta y emita una nueva posición, podemos establecer que este Ministerio no es la autoridad competente para pronunciarse sobre el particular o para dirimir conflictos de naturaleza contractual, de conformidad con lo previsto en la Cláusula 28 del contrato de Asociación Cocorná.

“Es así que en virtud de la autonomía de las partes, requisito esencial de las relaciones contractuales, no puede este Ministerio atribuirse interpretación alguna que conlleve al asentimiento, discrepancia o modificación de la exégesis de la voluntad plasmada por los contratantes en la Asociación Cocorná.

“Diferente es el trámite y procedimiento que deba adelantar este Ministerio, como ente rector de la política petrolera, en relación con las funciones de fiscalización y control para el cabal cumplimiento de las obligaciones establecidas en el Código de Petróleos, la ley 10ª de 1961 y demás normas complementarias.

“De otra parte, se precisa que la información suministrada en el oficio 38044 del 14 de septiembre de 2000, a ADECO, fue emitida por la Dirección de Hidrocarburos con base en la documentación que reposaba en la Dependencia, indispensable para verificar el cumplimiento de las normas que regulan las actividades de exploración y explotación de hidrocarburos, de conformidad con estipulado en el numeral 3º del Artículo 12 del Decreto 070 del 2001 .

“El presente concepto se emite en los términos del Artículo 25 del Código contencioso Administrativo” (se subraya)

Como se puede apreciar, a través de la comunicación del Ministerio, el mismo no asume ninguna posición sobre cuál debe ser la interpretación correcta de las cláusulas contractuales y se limita a manifestar que la información que suministró a ADECO lo hizo con base en la información que tenía en su poder.

De todo lo anterior se desprende que inicialmente en la ejecución del Contrato el asociado interpretó que el comienzo del plazo de la explotación comercial comenzaba cuando entró en funcionamiento el módulo 4. Así lo comunicó a ECOPETROL quien partió de la misma base. De igual forma procedió el Ministerio de Minas.

Sin embargo, en el año 2002 ECOPETROL sostuvo una tesis distinta, vinculada a la duración total del contrato. Si bien no reposa en el expediente copia de ningún documento a través del cual se haya comunicado a la asociada esta nueva posición, lo cierto es que la asociada y Ecopetrol se comportaron en armonía con tal concepto. De ello dan cuenta las decisiones adoptadas en el Comité Ejecutivo de la Asociación en el cual se preparó la entrega de la explotación a Ecopetrol y las comunicaciones de la Asociada.

Finalmente, en septiembre del 2007 Mansarovar solicita a Ecopetrol un cambio de posición por considerar que la anterior no se ajusta al contrato. Ecopetrol acepta revisar el tema y consulta un asesor externo que le da un concepto sobre la inaplicabilidad del plazo máximo de 28 años contados desde un inicio. Posteriormente, Ecopetrol adopta una nueva posición que parte de la iniciación de la explotación del área sur con la primer inyección de vapor de uno de los pozos situados en dicha Área Sur con el módulo No 1.

Por consiguiente, a la luz de lo anterior no es posible afirmar que exista un comportamiento inequívoco de las partes que permita determinar cuál fue la intención clara de ellas, ni una conducta compartida a lo largo del contrato que pudiera explicar o indicar un alcance diferente del que se deduce del texto contractual. Tampoco se puede derivar conclusión alguna respecto de una coincidencia consistente de los contratantes en relación con la fecha de terminación del contrato mirada desde el punto de vista de la puesta en marcha del Módulo 4.

Recuérdese además que como lo señala la doctrina, cuando se analiza la conducta de las partes como criterio de interpretación del Contrato debe tenerse en cuenta que ella no puede ser vinculante en eventos en que existe un error de apreciación.

Pero además, no se ve cómo puede hablarse de cambio de la conducta contractual de ECOPETROL o de lesión a la coherencia de sus actos contractuales si la discrepancia versa sobre una fecha futura, la de terminación del contrato -que no es una actuación- y no se refiere a hechos o situaciones surgidas en el desarrollo o ejecución del contrato que pudieran verse o resultar contrarios a otros observados por la parte con anterioridad. Por lo demás, la glosa de MANSAROVAR podría aplicarse también a ella misma porque en diversas ocasiones aceptó y planteó que el contrato terminaría en el año 2008. ¿Habría ido

también en contra de sus propios actos? En ninguno de los dos casos cabe la infundada censura.

En todo caso hay un elemento que se desprende del Contrato y que es aceptado por las dos partes, el período de explotación se cuenta desde que comienza la explotación de la última área del Contrato. Para Ecopetrol esta última área es el área sur, para Mansarovar ésta área es la que depende del módulo número 4.

Si se revisa el desarrollo del Contrato se puede apreciar que las partes siempre hicieron referencia a tres áreas en el Contrato: el área Norte, el área Toche, que fue integrada al área Norte, y el área Sur. Dichas áreas fueron objeto de declaratoria de comercialidad en el siguiente orden: Cocorná Norte, el 20 de agosto de 1981; Toche, el 5 de abril de 1984 y Cocorná Sur, el 14 de febrero de 1985. Las partes no hicieron referencia a una noción de área definida en función de los pozos que dependían del módulo No 4. A lo que se refirieron las partes fue al Área Sur, respecto de la cual se produjo la declaratoria de comercialidad y el plan de desarrollo. Lo anterior demuestra que para las partes el Área Sur correspondía a una unidad y a un área para efectos del contrato. A este respecto se considera pertinente destacar la siguiente afirmación de OMIMEX en comunicación dirigida a la Jefe Oficina Asesora Jurídica del Ministerio de Minas (folio 36 y 63 Cuaderno de Pruebas No 6):

“Por las características geológicas del campo (estratos no continuos de areniscas) y la naturaleza pesada del crudo (12.5 "API) se estableció dentro del Plan de Desarrollo la necesidad de inyectar vapor para reducir la viscosidad del crudo y poderlo producir, lo cual hizo necesaria una logística que dividió el campo en áreas, cada una con facilidades propias para inyectar vapor. El campo se desarrolló en etapas sucesivas desde 1981 hasta 1989 empezando con el área norte (a la cual se asignó el Módulo de Tratamiento No. 1), y terminando con el área sur (a la cual se asignó el Módulo de Tratamiento No. 4)”

En el mismo sentido se pronunció el testigo Omar Contreras, ingeniero de Mansarovar (folios 40 a 75 del Cuaderno de Pruebas No 9):

“El campo Cocorná, campo Teca tiene 3 áreas de desarrollo una que es el área Teca norte, otra el área Toche y otra el área Cocorná Sur, el área que marcaba la finalización del contrato fue el área sur cuya comercialidad fue en febrero 11/85, esa área sur es lo que estoy señalando aquí que tiene un límite natural que es el Río Cocorná, si nosotros esta área la desarrollamos sin tener un módulo de producción que es el módulo que esta acá que es el módulo 4, era casi imposible tener rentabilidad en esa época, porque las facilidades este módulo era pequeña y realmente un módulo importante del campo Teca es el módulo 1 que esta acá”.

Como se puede apreciar para el Asociado las Áreas del contrato eran la Norte y la Sur.

Si bien inicialmente las partes consideraron que el Módulo 4 era el mecanismo para explotar el Área sur, lo cierto es que por razón del accidente que se produjo en el módulo número 2, los equipos destinados al módulo 4 fueron reubicados en los módulos 2 y 3 y se comenzó la explotación del área sur con vapor proveniente del módulo número 1º.

En efecto, el ingeniero Contreras señaló:

“Entonces le dieron la comercialidad y resulta que en agosto 16/86 el módulo 2 que es este que esta acá, hubo un incidente, ese módulo explotó, quedó fuera de servicio y esta era un área de gas desarrollada, que es el módulo 1, módulo 2 y módulo 3, este módulo 2 explotó en agosto/86 y los equipos que venían para el módulo 4 hubo que instalarlos en el módulo 2, los equipos que se aprobaron en el módulo 2 se pusieron en el módulo 4 y esto hizo que la fecha de construcción y generación de este módulo se corriera, porque listo, yo tengo esto acá, pero ayudémonos, entonces Ecopetrol y Texaco hicieron un acuerdo en que los equipos de acá se pasaron para acá, se instalaron acá y los que venían pedidos para esto que ya era un área desarrollada y que ya tenía pozo y tocaba que darle solución inmediata, mientras se desarrollaba, se perforaba y se construía el módulo 4 entonces el tiempo tuvo que correrlo, porque si estaba pensado para hacerlo en el año 87, 88 finalmente se terminó en el año 89 con la explotación de pozos simultáneamente con el área de tratamiento, esto fue lo que hizo que se corriera en la fecha de finalización del contrato, inclusive hay documento de Texaco a Ecopetrol en el año 90 una vez terminó la construcción de este módulo en 1989 en junio, en donde Texaco simplemente le dice ya terminamos el módulo a pesar de que usted dio esa fecha en el año 92... 10, 12 años... pero ya esta facilidad esta construida en el año 89, simplemente eso era algo adicional que estaba haciendo, pero la fecha que... estaba marcado en el módulo 4”.

“ ...

“SR. CONTRERAS: Yo estuve en el año 87 cuando se empezó prácticamente el desarrollo del área sur, más o menos 86, 87 se empezó la inyección, por qué se hicieron esos ciclos, hay que mirar por qué se hicieron algunos ciclos desde el módulo 1 hasta el área sur, por lo que les comentaba en 1986 en agosto 16 explotó el módulo 2 había que hacer una forma de recuperar crudo, o sea pasó ese evento, las facilidades que están en el módulo 4 hay que meterlas en el módulo 2, entonces la que se pide y se hacen las pruebas de por qué se reventó el recipiente que... en el módulo 2 entonces hay que pedir los equipos del módulo 2, miremos qué pasa y estando en el número 1 que es a una distancia de 5 kilómetros y esa es una distancia muy larga, porqué?, porque lo que rige el vapor es la calidad.”

Lo anterior no implicó una modificación de las áreas que las partes habían entendido, pues no lo establecieron así. Vale la pena señalar que si no se hubiera producido el accidente en el módulo No 2, el módulo No 4 hubiera entrado en operación mucho antes, pues dicha inversión había sido prevista para 1986 según consta en la Reunión número 19 del Comité Ejecutivo del Contrato de Asociación Cocorná.

Además, como fue explicado en el curso del proceso, los distintos módulos se encontraban interconectados. En efecto, el testigo Contreras manifestó: “(...) entonces esto está interconectado y había una línea que venía hasta acá al módulo 3 y acá al módulo 4 porque todo el campo esta interconectado en estos sistemas”. Lo anterior reafirma que contractualmente no se puede definir un área en función de un determinado módulo.

También es importante destacar que el Contrato no previó que el período de explotación se contaría a partir de la instalación de “la última facilidad de producción” como lo señaló el testigo Herrera. Lo que dispone el Contrato es que

el plazo se cuenta a partir de la fecha en que comienza la explotación de la última Área, lo que técnicamente es distinto. Si bien el Contrato para definir Área señala que “Es una porción del campo que pueda ser desarrollada para ser tratada térmicamente por una estación generadora de vapor”, como ya se dijo, ello no significa que dicha estación deba ser una estación determinada.

De esta manera es claro que la definición de Área contenida en el Contrato fue interpretada por las partes como relativa a las áreas Norte, Toche y Sur, y que por ello debe considerarse que el plazo de explotación debe contarse a partir del momento en que comenzó la explotación del área Sur con inyección de vapor.

2.2.6 La fecha en que comenzó la explotación de la última área del campo.

De la prueba que obra en el proceso se desprende que la inyección de vapor al primer pozo del Area sur, esto es, el T-224 se produjo el 9 de octubre de 1986.

En efecto, en su declaración (folios 134 a 145 del Cuaderno de Pruebas No 9) el ingeniero Calle expresó:

“Sí, digamos la revisión cuando fui designado para esa labor se revisó toda la información de los well file de todos los pozos y haciendo esa revisión en la parte de los well file donde se hace la planeación de la inyección de vapor se puede constatar que la primera inyección de vapor que se hizo en el área sur del campo fue con el pozo Teca 224 el 9 de octubre/86.”

Lo anterior corresponde al reporte de inyección de vapor del pozo T-224 (Folio 111 del Cuaderno de Pruebas No 3). Así mismo, la localización de pozo T-224 (Área Sur) consta en los mapas que obran en el expediente (por ejemplo a folios 310 del Cuaderno Principal o folio 156 del cuaderno 7). Finalmente, el representante legal de la demandante en su declaración reconoció (folio 317 del Cuaderno de Pruebas No 9) que “Es cierto, nosotros no podemos desconocer que en formas se estableció que desde el módulo 1 se generó vapor para inyectar en algunos pozos del área al sur del Rio Cocorná, así mismo del modulo No 3”

Ahora bien, en torno a si dicha inyección inició o nó la explotación comercial del campo existen posiciones contradictorias entre las partes.

En efecto, de una parte ECOPETROL sostiene que a partir de dicha inyección existió una explotación comercial del campo y para ello acude a los resultados de la producción de cada uno de los pozos que fueron objeto de inyección.

Por el contrario, MANSAROVAR sostiene que en razón de la distancia a la que se encontraba el módulo 1 de los pozos del área sur, el vapor inyectado era de baja calidad, razón por la cual no puede considerarse una inyección que permita una explotación efectiva.

Para determinar si existió o no una inyección efectiva procede el Tribunal a analizar los elementos probatorios que han sido aportados al proceso y son invocados por cada una de las partes.

Por una parte, encuentra el Tribunal que la inyección al pozo T-224 fue exitosa. En efecto, de acuerdo con el Reporte de Inyección de Vapor (folio 111 del Cuaderno de Pruebas No 3) la producción pasó de 41 barriles a 393 barriles. Así lo reconoce también el representante legal de la demandante en su declaración de parte, aun cuando señala que ello no se debió sólo a la inyección de vapor pues como era un área nueva cualquier tratamiento produciría un resultado favorable (folio 318 del Cuaderno de Pruebas No 9).

Por otra parte, se observa en los reportes de inyección de vapor correspondientes a los pozos 200 a 300, referentes al período anterior a que entrara en operación el módulo 4, y que obran en el expediente, que dichos pozos presentaron un incremento sustancial en la producción como consecuencia de la inyección de vapor, como se desprende del cuadro que se transcribe a continuación, el cual corresponde básicamente al que acompañó la demandada en su alegato y que el Tribunal ha verificado y ajustado con cada uno de los reportes que obran en el expediente:

En dicho cuadro se aprecia lo siguiente:

	Pozo del área Sur	Fecha de inicio de la primera inyección de vapor	BOPD ⁵³ antes de la inyección	BOPD después de la inyección
	T-202	11-14-87	0	0
	T-203	11-27-87	144	337 ⁵⁴
	T-205	09-30-87	91	483 ⁵⁵
	T-206	04-25-87	87	0 ⁵⁶
	T-207	11-12-86	68	361 ⁵⁷
	T-208	11-12-86	59	433 ⁵⁸
	T-209	11-09-86	76	293 ⁵⁹
	T-210	04-24-87	50	169 ⁶⁰
	T-211	04-28-87	35	432 ⁶¹
	T-214	05-19-87	127	550 ⁶²
	T-215	06-09-87	68	540 ⁶³
	T-216	11-16-86	157	473 ⁶⁴
	T-217	06-23-87	56	622 ⁶⁵

⁵³ BOPD significa Barriles de Petróleo por Día.
⁵⁴ Folio 256 del Cuaderno de Pruebas No 3
⁵⁵ En las observaciones del Reporte de inyección de vapor del pozo T-205 se lee: “Muy buena respuesta al Ciclo No. 1 de inyección de vapor”. Folio 265 del cuaderno 3 de pruebas.
⁵⁶ Folio 25 del Cuaderno de Pruebas No 3
⁵⁷ Folio 30 del Cuaderno de Pruebas No 3
⁵⁸ Folio 34 del Cuaderno de Pruebas No 3
⁵⁹ Folio 39 del Cuaderno de Pruebas no 3
⁶⁰ Folio 45 del Cuaderno de Pruebas no 3
⁶¹ Folio 52 del Cuaderno de Pruebas No 3
⁶² En las observaciones del Reporte de inyección de vapor del pozo T-214 se lee: “Buena respuesta al Ciclo No. 1 de inyección de vapor”. Folio 59 del cuaderno de pruebas No 3.
⁶³ En las observaciones del Reporte de inyección de vapor del pozo T-215 se lee: “Muy buena respuesta al Ciclo No. 1 de inyección de vapor”. Folio 67 del cuaderno de pruebas No 3
⁶⁴ Folio 73 del cuaderno de pruebas No 3

	Pozo del área Sur	Fecha de inicio de la primera inyección de vapor	BOPD ⁵³ antes de la inyección	BOPD después de la inyección
	T-218	06-22-87	56	590 ⁶⁶
	T-221	06-06-87	72	448 ⁶⁷
	T-222	06-30-87	22	538 ⁶⁸
	T-223	06-28-87	25	834 ⁶⁹
	T-224	10-09-86	41	393 ⁷⁰
	T-225	08-12-87	65	553 ⁷¹
	T-226	05-10-87	46	248 ⁷²
	T-228	09-30-87	71	545 ⁷³
	T-229	08-01-87	47	454 ⁷⁴
	T-233	11-04-87	77	271 ⁷⁵
	T-236	06-07-87	49	491 ⁷⁶
	T-235	01-13-88	115	171 ⁷⁷
	T-239	11-05-87	39	518 ⁷⁸
	T-256	01-05-88	89	44 ⁷⁹
TOTAL PROMEDIO			69,8	431,64 ⁸⁰

De esta manera, como se evidencia con las pruebas aportadas en audiencia del 20 de noviembre de 2009, la inyección de vapor desde el Módulo 1 al pozo T-224, iniciada el 9 de octubre de 1986, produjo como resultado pasar de 41 barriles por

⁶⁵ En las observaciones del Reporte de inyección de vapor del pozo T-217 se lee: “Muy buena respuesta al Ciclo No. 1 de inyección de vapor”. Folio 80 del cuaderno de pruebas No 3

⁶⁶ En las observaciones del Reporte de inyección de vapor del pozo T-218 se lee: “Muy buena respuesta al Ciclo No. 1 de inyección de vapor”. Folio 87 del cuaderno de pruebas No 3.

⁶⁷ En las observaciones del Reporte de inyección de vapor del pozo T-221 se lee: “Muy buena respuesta al Ciclo No. 1 de inyección de vapor” folio 92 del Cuaderno de Pruebas No 3

⁶⁸ En las observaciones del Reporte de inyección de vapor del pozo T-222 se lee: “Muy buena respuesta al Ciclo No. 1 de inyección de vapor” folio 99 del cuaderno de pruebas No 3

⁶⁹ En las observaciones del Reporte de inyección de vapor del pozo T-223 se lee: “Muy buena respuesta al Ciclo No. 1 de inyección de vapor” folio 106 del cuaderno de pruebas No 3

⁷⁰ Se expresa que “Se inyectó el 63% del calor total estimado”. Folio 111 del cuaderno de pruebas No 3,

⁷¹ En las observaciones del Reporte de inyección de vapor del pozo T-225 se lee: “Buena respuesta al Ciclo No. 1 de inyección de vapor”. Folio 137 del cuaderno de pruebas No 3

⁷² En las observaciones del Reporte de inyección de vapor del pozo T-226 se lee: “Respuesta inicial buena, teniendo en cuenta que este pozo produce en condiciones frías con un BS&W del 80%” folio 116 del cuaderno de pruebas No 3

⁷³ En las observaciones del Reporte de inyección de vapor del pozo T-228 se lee: “Muy buena respuesta al Ciclo No. 1 de inyección de vapor”. Folio 130 del cuaderno de pruebas No 3

⁷⁴ En las observaciones del Reporte de inyección de vapor del pozo T-229 se lee: “Buena respuesta al Ciclo No. 1 de inyección de vapor”. Folio 121 del cuaderno de pruebas No 3

⁷⁵ En las observaciones del Reporte de inyección de vapor del pozo T-233 se lee: “Buena respuesta al Ciclo No. 1 de inyección de vapor comparando con la producción antes y después de la inyección”. Folio 245 del cuaderno de pruebas No 3.

⁷⁶ En las observaciones del Reporte de inyección de vapor del pozo T-236 se lee: “Buena respuesta al Ciclo No. 1 de inyección de vapor”. Folio 122 del cuaderno de pruebas No 3

⁷⁷ Folio 142 del cuaderno de pruebas No 3

⁷⁸ En las observaciones del Reporte de inyección de vapor del pozo T-239 se lee: “Buena respuesta al Ciclo No. 1 de inyección de vapor comparando con la producción antes y después de la inyección”. Folio 261 del cuaderno de pruebas No 3

⁷⁹ Folio 282 del cuaderno de pruebas No 3

⁸⁰ Para obtener este promedio no se tomaron en cuenta los pozos T-202 Y T-206 en la medida en que registran una producción 0 después de la inyección lo que los hace anormales

día antes de la inyección a 393 barriles después de la inyección, es decir 9,59 veces más. Vino luego la inyección al pozo T-209 iniciada el 9 de noviembre de 1986, que hizo pasar su producción de 76 a 293 barriles por día, o sea 3,86 veces; después la inyección a los pozos T-207 y T-208 a partir del 12 de noviembre que multiplicó su producción conjunta de 127 barriles por día a 794, vale decir 6,25 veces, y así en adelante con factores diferentes pero siempre con buena respuesta. El ejercicio que se presenta sobre los reportes de inyección de vapor, antes de la entrada en operación del módulo 4, a los pozos del Área Cocorná Sur que reposan en el expediente, muestra que la producción conjunta en promedio pasó de 69,8 barriles por día por pozo, antes de la inyección de vapor desde el Módulo 1, a 431,64 barriles por día por pozo, es decir 6,18 veces más.

La eficiencia de este resultado aparece aún más claro cuando se compara el resultado de la inyección en el Area Sur, con la del Area Norte, con base en el cuadro que el Tribunal, teniendo en cuenta el presentado por la demandada, ha elaborado con base en la información que aparece en el expediente, y en el cual se aprecian los siguientes resultados después del primer ciclo de inyección de vapor.

	Pozo de Área Norte	Fecha de inicio de la primera inyección de vapor	BOPD antes de la inyección	BOPD después de la inyección
	T-1	10-11-85	46	274 ⁸¹
	T-2	10-25-85	77	386 ⁸²
	T-8	07-28-85	40	585 ⁸³
	T-9	12-11-85	27	106 ⁸⁴
	T-10	12-27-85	60	284 ⁸⁵
	T-11	04-17-85	55	330 ⁸⁶
	T-19	08-09-85	58	377 ⁸⁷
	T-20	01-15-86	10	631 ⁸⁸
	T-22	09-30-85	51	230 ⁸⁹
	T-31	09-26-85	28	223 ⁹⁰
	T-32	12-12-85	57.4	156 ⁹¹
	T-38		173	456 ⁹²
	T-48	12-28-85	25	79 ⁹³
	T-49	12-15-85	38	60 ⁹⁴

⁸¹ Folio 202 del Cuaderno de Pruebas No 1
⁸² Folio 206 del Cuaderno de Pruebas No 1
⁸³ Folio 244 del Cuaderno de Pruebas No 1
⁸⁴ Folio 344 del Cuaderno de Pruebas No 2
⁸⁵ Folio 333 del Cuaderno de Pruebas No 2
⁸⁶ Folio 233 del Cuaderno de Pruebas No 1
⁸⁷ Folio 220 del Cuaderno de Pruebas No 1
⁸⁸ Folio 363 del Cuaderno de Pruebas No 1
⁸⁹ Folio 333 del Cuaderno de Pruebas No 1
⁹⁰ Folio 162 del Cuaderno de Pruebas No 2
⁹¹ Folio 308 del Cuaderno de Pruebas No 1
⁹² Folio 399 del Cuaderno de Pruebas No 2
⁹³ Folio 387 del Cuaderno de Pruebas No 1
⁹⁴ Folio 411 del Cuaderno de Pruebas No 1

	Pozo de Área Norte	Fecha de inicio de la primera inyección de vapor	BOPD antes de la inyección	BOPD después de la inyección
	T-50	12-29-85	120	511 ⁹⁵
	T-51	02-01-86	55	611 ⁹⁶
	T-52	02-01-86	60	59 ⁹⁷
	T-53	03-27-86	28	180 ⁹⁸
	t-62	04-30-86	51	309 ⁹⁹
	T-63		36	317 ¹⁰⁰
	T-68	02-04-86	40	173 ¹⁰¹
	T-70	01-03-86	55	375 ¹⁰²
	T-71	09-13-85	54	199 ¹⁰³
	T-75	06-02-85	60	505 ¹⁰⁴
	T-77	05-26-85	49	638 ¹⁰⁵
	t-81	06-17-86	119	353 ¹⁰⁶
	T-82	12-27-85	85	600 ¹⁰⁷
	T-83	05-23-86	102	432 ¹⁰⁸
	T-88	05-18-85	150	234 ¹⁰⁹
	T-89	05-30-85	130	349 ¹¹⁰
	T-99	04-21-85	88	833 ¹¹¹
TOTAL PROMEDIO			65,66	352,7

De acuerdo con el cuadro, los pozos del Area Norte producían un promedio de 65,66 barriles de crudo diarios en frio y luego de la inyección de vapor dichos pozos produjeron 352,7 barriles de crudo diarios, lo que representa un incremento en promedio de 5.37 veces. Lo anterior indica que la inyección de vapor fue aún más efectiva en el área sur que en el área norte.

A lo anterior vale la pena agregar que el incremento en 6.18 veces como consecuencia de la inyección de vapor que se obtuvo en los pozos del área sur, corresponde a los incrementos que se esperan según los técnicos con el uso de esta tecnología.

⁹⁵ Folio 316 del Cuaderno de Pruebas No 2
⁹⁶ Folio 320 del Cuaderno de Pruebas No 1
⁹⁷ Folio 51 del Cuaderno de Pruebas No 2
⁹⁸ Folio 433 del Cuaderno de Pruebas No 1
⁹⁹ Folio 134 del Cuaderno de Pruebas No 2
¹⁰⁰ Folio 151 del Cuaderno de Pruebas No 2
¹⁰¹ Folio 316 del Cuaderno de Pruebas No 1
¹⁰² Folio 172 del Cuaderno de Pruebas No 2
¹⁰³ Folio 312 del Cuaderno de Pruebas No 2
¹⁰⁴ Folio 57 del Cuaderno de Pruebas No 2
¹⁰⁵ Folio 98 del Cuaderno de Pruebas No 2
¹⁰⁶ Folio 324 del Cuaderno de Pruebas No 2
¹⁰⁷ Folio 167 del Cuaderno de Pruebas No 2
¹⁰⁸ Folio 19 del Cuaderno de Pruebas No 3
¹⁰⁹ Folio 266 del Cuaderno de Pruebas No 1
¹¹⁰ Folio 261 del cuaderno de pruebas No 1
¹¹¹ Folio 83 del Cuaderno de Pruebas No 2

En efecto, el testigo Marco Herrera en su declaración (folios 270 a 303 del Cuaderno de Pruebas No 9) expresó:

“Digamos estadísticamente un yacimiento de crudo pesado en el área del valle medio del Magdalena puede producir 30 barriles máximo en frío, lo que llamamos en frío sin inyección de vapor, ese mismo pozo da un promedio de 120 barriles durante 6 meses después de la inyección de vapor, el medio tiene que estar, lo que usted me está preguntando doctora, pero yo no le podría decir exactamente cuánto es, en medio esta con el agravante de que la calidad del vapor que estaba siendo inyectada era de muy baja calidad porque venía del puro norte (...)”.(se subraya)

Como se ve, lo normal en la zona del Magdalena es que el incremento sea de 4 veces, lo cual fue superado en el presente caso.

Así mismo, en su declaración (folios 378 a 408 del Cuaderno de Pruebas No 9) el ingeniero Eduardo Emiro Rios expresó:

“SR. RIOS: Ese es el parámetro que nos indica si fue efectivo o no el proceso de inyección, nosotros esperamos que cuando haya una inyección de vapor eficiente, se este multiplicando la tasa fría que llamamos, la producida cuando no tenía inyección de vapor, que nosotros tenemos multiplicado por 4 hasta 14.

“DRA. MONTES: Entre 4 y 14?.

“SR. RIOS: Sí, a veces el pozo expresa 4 veces la tasa y algunos van hasta 14 veces la tasa.

“DRA. MONTES: Aquí nos estaría dando una tasa o un aumento de 9 veces, entre 40 y 360.

“SR. RIOS: Si esos son los resultados está bien.” (se subraya)

El ingeniero Omar Contreras en su declaración (folios 40 a 75 del Cuaderno de Pruebas No 9) expresó:

“DRA. MONTES: De acuerdo, pero para tener una idea de cuál es el punto de comparación del beneficio, en porcentaje usted diría que mejoró la producción, cómo se cataloga eso?

“SR. CONTRERAS: Sí hay una mejora en la producción de eso, así llegue agua caliente, haya sobre temperatura, eso disminuye la viscosidad y mejora la movilidad y por ende la producción, pero si ese pozo que es un pozo que sea muy bueno por ejemplo, por decir algo en frío el pozo produce 15 barriles de aceite, con buenas condiciones de inyección puede estimarse 90, puede ser que con agua caliente me produzca 25, hay algún incremento porque es lógico, yo tengo más agua caliente acá, hay algún incremento, hay alguna mejora, no lo esperado pero es un incremento porque de todos modos hay un efecto secundario, un efecto de calentamiento que es la inyección de vapor, que dice agua caliente, que se vuelva agua porque se condensa otra cosa, pero es muy baja”.(se subraya)

De esta manera, es claro que el incremento que técnicamente debía producir la inyección de vapor, se presentó en el presente caso.

Adicionalmente observa el Tribunal que en la solicitud de comercialidad del Área Sur, se dijo lo siguiente (folio 218 del Cuaderno de Pruebas No 2):

“a) Pronóstico de Producción. El pronóstico de producción fue preparado considerando lo siguiente: 1.Producción inicial de 120 barriles por día por pozo con inyección alternada de vapor” (se subraya).

De este modo la producción promedio de 431,64 de los pozos en que obran los reportes en el expediente excedió ampliamente lo esperado.

Por otra parte, obran en el proceso pruebas sobre que durante el período comprendido entre el 9 de octubre de 1986, fecha de la primera inyección de vapor al pozo T-224 y el 19 de junio de 1989, cuando entró en operación el Módulo 4, es decir en 2 años y 8 meses de explotación del Área Sur, utilizando las facilidades existentes antes de la entrada de tal módulo se produjeron alrededor de 4.100.000 barriles de crudo. En efecto, así lo afirmó ECOPETROL en su contestación a la demanda y así lo reconoció el representante legal de la demandada en su interrogatorio de parte (folio 319 del Cuaderno de Pruebas No 9) en el que señaló “...nosotros no podemos controvertir una forma ministerial que nos prueba que aproximadamente se produjeron 4.100.000 barriles, pero yo no se los puedo adjudicar a la inyección de vapor”.

Hay una referencia más sobre la iniciación de la explotación comercial a partir de la inyección de vapor al pozo T-224. Se trata de la comparación entre la producción real del Area Sur, de acuerdo con la información de las Formas Ministeriales No.9, frente a lo esperado por el Asociada, de acuerdo con su solicitud de comercialidad (folio 258 del Cuaderno de Pruebas No 2), y lo previsto en el estudio de comercialidad elaborado por ECOPETROL (Folios 282ª a 305 del Cuaderno de Pruebas No 3 (Pronóstico de Producción del Área Sur según el Plan de Desarrollo aprobado por ECOPETROL) como se aprecia en el siguiente cuadro:

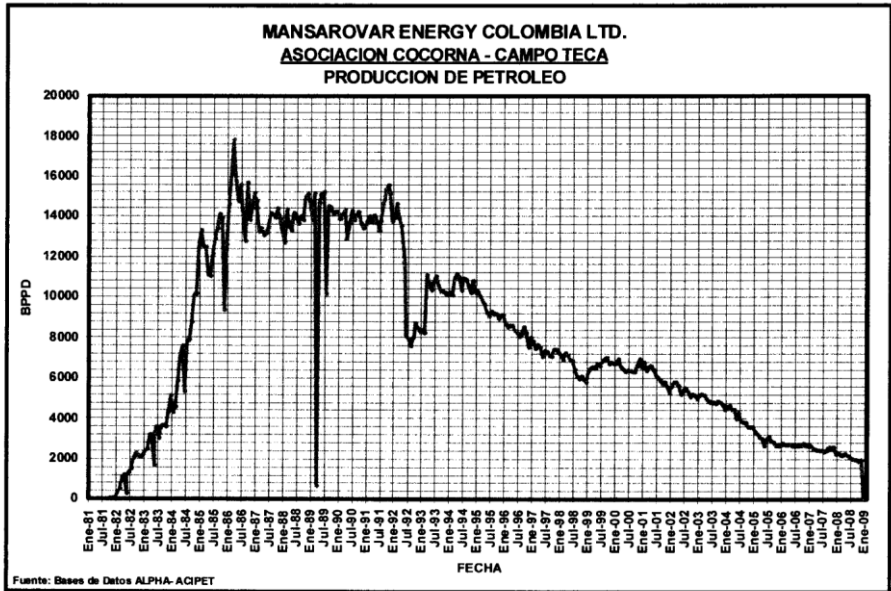
	Pronóstico de producción según la solicitud de comercialidad de la asociada		Pronóstico de producción del Área Sur según el Plan de Desarrollo aprobado por Ecopetrol		Producción <u>real</u> del Área Sur del Campo Teca según información extractada de las Formas Ministeriales No. 9 ¹¹²	
AÑO	KBLS AÑO	KBLS ACUMULADO	KBLS AÑO	KBLS ACUMULADO	KBLS AÑO	KBLS ACUMULADO
1985	88.3	88,30	216.8	216.8		0
1986	1334.8	1423,10	1097.6	1314.4	581,07	581,07
1987	1965.2	3388,30	1457.4	2771.8	1161,88	1742,95

¹¹² Vale la pena anotar que las cifras que se anotan corresponden a los cálculos que ha hecho el Tribunal al sumar la producción de los diferentes pozos del Área Sur que reportan las formas ministeriales. Adicionalmente es pertinente señalar que aun cuando el apoderado de Ecopetrol reporta en su alegato la producción del Área sur hasta el año 1999, lo cierto es que en las formas ministeriales aportadas al proceso sólo encuentra el Tribunal la producción hasta 1989.

1988	1754.5	5142,80	1313.3	4085.1	1805,63	3548,59
1989	1565.5	6708,30	1184.8	5269.9	2618,57	6167,16
1990	1395	8103,30	1063.6	6333.5		
1991	1241.7	9345,00	954.8	7288.3		
1992	1103.4	10448,40	861.4	8149.7		
1993	979.3	11427,70	775.6	8925.3		
1994	867.6	12295,30	697.7	9625.1		
1995	766.8	13062,10	629.6	10254.7		
1996	690.9	13753,00	566.8	10821.5		
1997	615.7	14368,70	510.3	11331.8		
1998	483.6	14852,30	458.8	11790.6		
1999	395.3	15247,60	413.2	12203.6		
2000	296,4	15544,00				
2001	222,3	15766,30				

Según las previsiones del contratista para el año 1989 se debían producir 6.708.300 de barriles en el Area Sur; según las estimaciones de Ecopetrol en el año de 1989 se debían producir 5.270.000 de barriles de crudo en el Área Sur, y la producción real alcanzó 6.167,160 de barriles de crudo. Si bien no se alcanzó la cifra esperada por el Asociado en su estudio de comercialidad, si se logró una cifra superior a la esperada en el Plan de Desarrollo.

A lo anterior vale la pena agregar que como se aprecia en el siguiente cuadro que aparece en el “Concepto Técnico Contrato de Asociación Cocorná” (folio 247 del Cuaderno de Pruebas No 8), el cual fue aportado por la parte demandante, la entrada en operación del módulo No 4 en el año 1989 no implicó un cambio sustancial en la producción del campo. En efecto, no se produce ningún cambio sustancial en la tendencia de la producción del segundo semestre de 1989 y sólo se aprecia un incremento en el segundo semestre de 1991. Lo anterior permite reiterar al Tribunal la explotación comercial no comenzó en 1989, pues se había iniciado antes.



Grafica No. 2. Historia de producción de petróleo. Campo Teca.

Por otra parte, en cuanto a la importancia del módulo sur para poner en funcionamiento los distintos pozos perforados del Area Sur, no sobra señalar la existencia de un buen número de pozos que aun cuando fueron perforados antes de que entrara en operación el Módulo No 4, sólo fueron objeto de inyección de vapor mucho tiempo después en el año 1994 (T-238, folios 351-355 Cuaderno de Pruebas No 3, T-237 folios 360-364 Cuaderno de Pruebas No 3, T-232 folios 380-384 Cuaderno de Pruebas No 3, T-252 folios 387-391 Cuaderno de Pruebas No 3, T-263, folios 398-402 Cuaderno de Pruebas No 3, T-250 folios 405-408 Cuaderno de Pruebas No 3. T-262 folios 2-006 Cuaderno de Pruebas No 5, T-248, folios 9-13 Cuaderno de Pruebas No 5, T-240 folios 16-20 Cuaderno de Pruebas No 5, T 261 folios 27-31 Cuaderno de Pruebas No 5, T-258 folios 73-76 Cuaderno de Pruebas No 5).

Sin embargo, la parte demandada invocó diversos testimonios que señalaron que la distancia existente desde el módulo 1 a los pozos del Area Sur hacía que el vapor fuera de baja calidad:

En efecto, el testigo Omar Contreras en su declaración (folios 40 a 75 del Cuaderno de Pruebas No 9) expresó:

“DR. CARDENAS: Si eso pasó en ese momento con ellos... otros módulos, por qué no se podía mantener la situación, porque usted dice que había que tenía que haber facilidades...?”

“SR. CONTRERAS: Porque las condiciones de vapor que yo inyecté de acá hasta acá son prácticamente pobres, o sea yo aquí tengo alto vapor, yo tengo aquí prácticamente agua caliente, eso para mi no...”

“DR. CUBIDES: Por el trayecto?”

“SR. CONTRERAS: Claro, porque es que... tiene agua caliente y por más de que usted aíse, porque nosotros le colocamos un aislante con fibra de vidrio y una

chaqueta de aluminio inyectamos el vapor pero si aquí tengo una calidad suficientemente grande en teoría... el 50% hasta puedo tener... el 25% de calidad que es lo que me incentiva a que el pozo... o sea que es muy pobre lo que puede... en el momento este pozo... yo le hago un calentamiento, pero si hubiera seguido ciclos de allá hasta acá...”

“ ...

“DRA. MONTES: No, esta claro, comparativamente entre la inyección a esa distancia de las facilidades 3 y 1 y las facilidades 4 posteriores, en materia de producción cuál es la relación?

“SR. CONTRERAS: No, vuelvo a explicarles, aquí esta el módulo 1, aquí esta el módulo 3 y por aquí esta el módulo 4, para ir al reventón del daño que hubo en el número 2, entonces sabe que uno esta que en Ecopetrol hay comité técnico... bueno listo pasó ese evento pero tenemos un problema, tenemos que tratar de recuperar el módulo 2 pero tratemos de mejorar la producción, calentemos a como de lugar en el área sur ... entonces esto esta interconectado y había una línea que venía hasta acá al módulo 3 y acá al módulo 4 porque todo el campo esta interconectado en estos sistemas.

“Entonces qué se hizo? Probemos, si aquí salió un calidad del 80% que era donde (...) cuánto llega aquí y aquí llegó agua caliente.

“DRA. MONTES: Bueno pero hubo o no beneficio sobre el petróleo?

“SR. CONTRERAS: No tanto, pudo haber algún beneficio porque lógico cualquier efecto que usted le produzca a un crudo viscoso de calentamiento, cualquier incremento de temperatura puede estar entre los 90 y 100° F, o sea si llegaba agua caliente detrás de unos 120° F, pues lógico le hace alguna mejora en la movilidad porque lo que yo les decía siempre es tratar de reducir la viscosidad, entonces cualquier poquito calentamiento que tenga me mejora este y me mejora la movilidad y el crudo va a salir más fácilmente, pero no va a estar en los niveles esperados, porque si eso hubiera sido tan exitoso esto no se hubiera hecho.

Por su parte, en su declaración (folios 378 a 408 del Cuaderno de Pruebas No 9) el ingeniero Eduardo Emiro Rios expresó:

“SR. RIOS: Hay una relación que es muy importante que es la distancia entre la planta generadora de vapor y el pozo, porque como ustedes se imaginarán es un tubo que generalmente está con un aislante alrededor, es lo aconsejable, algunas veces no le pone por error, pero lo aconsejable es que tenga un aislante para que la energía del vapor no se pierda y generalmente pierde algo, porque es una transmisión que va desde el vapor a la tubería que esta allí y de la tubería del aislante y del aislante al ambiente.

“Siempre se pierde y generalmente hay toda una gran cantidad de ecuaciones para el cálculo de esas pérdidas de calor. pero generalmente nosotros ordinariamente no ponemos los generadores de vapor muy lejos de los pozos, haciendo un ejercicio nada más, una planta que este a 400 pies que son más o menos 100 metros, saliendo con una calidad de 90% en una tubería de 2/7 octavos generalmente baja la calidad, cuando llega al pozo, a los cabezales del pozo esta bajando su calidad 80%, o sea que pierde 10% en 400 pies ...

“ ...

DRA. MONTES: Ingeniero, usted nos habla de una distancia mínima de 100 metros, 400 pies, cuál es la máxima a la que se puede llevar ese vapor con eficiencia?

“SR. RIOS: Fíjese si nosotros calculamos que con 400 pies pierde 10% y lo que requerimos quisiéramos que no fuera menos de 65, 60 en el pozo, nosotros no deberíamos dejar que nos bajara de los 90, si estamos considerando que en la planta generadora sale 90 y 65 la diferencia es 35 y 35 equivale a 3 ó 4 veces 400 pies, o sea 400 por 4, son 1.600 pies, eso en metros es, divido entre 3, son como 500 metros.

“ ...

“DR. GARRIDO: Profesor Ríos, con base en estas preguntas formuladas por los señores árbitros y las respuestas dadas por usted, quisiera que desde el punto de vista técnico y con el mayor nivel de detalle que le fuere posible a usted, explicara cuál es la calidad de vapor que llega a la cabeza de un pozo inyectado a 5 kilómetros de la estación generadora con una calidad a la salida del generador del 80%?

“SR. RIOS: Si se acuerdan del ejemplo que di hace rato, por ejemplo cuando están inyectado a 400 pies que la planta generadora este a 400 pies del pozo, él va a perder alrededor del 10% de calidad, esa pérdida depende pues del diámetro de la tubería, el diámetro de la tubería, depende de la cantidad de aislante que se le haya colocado, depende la temperatura del ambiente y depende de la viscosidad del agua que en ese momento se ha convertido en vapor, generalmente es un parámetro casi fijo, pero si nosotros vemos que se pierde 10% en 400 pies que son 100 metros, cuando son 5.000 prácticamente ese vapor se ha convertido en agua, agua a la temperatura del ambiente, de modo que en ese pozo lo que se esta inyectando generalmente es agua a la temperatura ambiente, es muy matemático, es un cálculo que se hace para 400 pierde 10%, para 5 kilómetros multiplicado por 3 que son 15.000 pies ya ven que la calidad del vapor es muy baja o prácticamente cero, se ha convertido en agua fría prácticamente.

“ ...

“DR. CUBIDES: Ingeniero, yo tengo un vacío que creo que necesito que usted me aclare, quienes lo antecedieron aquí como testigos a usted, nos permitieron hacer un cálculo de extracción de petróleo a 5 kilómetros de distancia de la planta productora de gas del orden de 70 barriles día en un campo o en área de 50 pozos, a 5 kilómetros de distancia.

“SR. RIOS: De la planta inyectora de vapor?.

“DR. CUBIDES: De la Planta Inyectora de Vapor, Mi vacío es según sus respuestas anteriores estaría llegando agua?

“SR. RIOS: Sí, porque lo que pasa es que ese pozo tiene unas condiciones primarias para producir y a lo mejor esos 70 barriles no es en realidad efecto de la inyección de vapor porque yo pienso que no hubo ninguna inyección de vapor, si esta a 5 kilómetros no hay una (...), el vapor no esta haciendo ningún efecto, inyectaron agua allí hicieron reverso, sacaron el agua del pozo y el pozo siguió produciendo lo que naturalmente iba a producir.

Vale la pena anotar que como ya se vio el Ingeniero Rios también expresó:

“SR. RIOS: Ese es el parámetro que nos indica si fue efectivo o no el proceso de inyección, nosotros esperamos que cuando haya una inyección de vapor eficiente, se esté multiplicando la tasa fría que llamamos, la producida cuando no tenía inyección de vapor, que nosotros tenemos multiplicado por 4 hasta 14.

“DRA. MONTES: Entre 4 y 14?.

“SR. RIOS: Sí, a veces el pozo expresa 4 veces la tasa y algunos van hasta 14 veces la tasa.

“DRA. MONTES: Aquí nos estaría dando una tasa o un aumento de 9 veces, entre 40 y 360.

“SR. RIOS: Si esos son los resultados está bien.

Así mismo el ingeniero Herrera expresó:

“DRA. MONTES: Pero, en ese período entre el momento en que se inyectaba vapor desde el módulo 2 y parcialmente del 3 y la época en que se construyó el módulo 4, qué estaba pasando en el área, había explotación, había extracción del hidrocarburo, en qué volúmenes, qué pasó con eso?

“SR. HERRERA: Bueno, la inyección se hacía desde el módulo 1 y el módulo 3, no del 2 porque queda mucho más al norte, sí había explotación de hidrocarburo en el área, pero como les dije una explotación no muy eficiente, pero podía haber respuesta porque aún los pozos pueden producir sin vapor pero a unas tasas supremamente bajas que no justifica la inversión.

(...)

SR. HERRERA:La calidad del vapor a la salida del generador, donde se genera el vapor, no puede ser mayor del 80%, eso técnicamente no se puede, porque por encima de 80 crearía unos graves problemas al mismo generador que no los van a correr, peligros de operación, lo máximo que uno puede sacar a la salida del generador es 80 y llevarlo al pozo, como les decía con líneas recubiertas y todas esas cosas, según unos estimados que hicimos en esa época, la máxima calidad que podía tener en un pozo que no estuviera muy retirado podía estar en el orden de 50, 60%.

“ ...

“En algunos cálculos que en la época hice yo, en la mayoría de los pozos la calidad del vapor, en frente de la arena donde estábamos inyectando no subía del 40% y así era la respuesta buena.

“Sin ese 40% créanlo que eso quedaría que la respuesta es bien pobre. Ahora es muy probable y también quería hacer esta aclaración que los primeros pozos que se hicieron en el área sur hayan producido por encima de 30, 40, 60, yo quiero dejar esa claridad, porque era un yacimiento nuevo, un yacimiento que tenía su energía completa y todos los pozos cuando arrancan, arrancan unas tasas muy buenas pero a los 15, 20 días están en su verdadero potencial bastante reducido a no ser que uno los ayude como en el caso de la inyección de vapor”.

Igualmente agregó:

“DR. MANTILLA: Esta pregunta se la hago en su condición de testigo técnico, aquí nos han contado algunos testigos que la producción de crudo fue más de 4 millones de barriles entre el año 86 y el año 89, cuando se hizo esa inyección de vapor de módulos diferentes al módulo 4, en su condición de experto esa es una explotación eficiente o ineficiente?

“...

SR. HERRERA: La forma de sacar esos 4 millones lo dividimos por los 3 años y lo dividimos por los días y exactamente sabemos cuánto produjo cada pozo y entonces podemos ver en qué grado de eficiencia estaba, entonces le solicito si usted me da oportunidad de mirar, es que no traje máquina, y vemos los 4 millones por 3 años, dividido por 365 y lo dividimos por 51 a ver cuánto nos da.

“DR. MANTILLA: Y por qué no nos dice cuál es la producción por pozo eficiente que usted considera, es más fácil.

“SR. HERRERA: Yo ya lo dije, 120 barriles”.

Señala el apoderado de Mansarovar que de acuerdo con lo que exponen los testigos y en particular el ingeniero Herrera no podría ser económicamente viable para ninguna Asociada extraer setenta y tres (73) barriles¹¹³ diarios de crudo pesado en promedio durante tres (3) años de unos pozos estimulados con vapor proveniente de módulos de generación de vapor ubicados entre 2 y 5 kilómetros de distancia, pues la producción diaria promedio esperada de crudos pesados en la industria petrolera, a nivel mundial, por pozo estimulado con vapor es de cien (100) a ciento veinte (120) barriles de crudo.

En relación con lo anterior, observa el Tribunal que el Contrato establece que la fecha a partir de la cual se cuenta el período de 22 años, es a partir del inicio de la explotación comercial de la última área. Ahora bien, partiendo de la noción de Área que las partes utilizaron durante el desarrollo del Contrato, es claro que el inicio de dicha explotación fue efectiva a partir de la inyección de vapor al pozo T-224. En efecto, las cifras muestran tanto el hecho de que la inyección de dicho pozo incrementó su producción en los montos que se esperan luego de esos procesos técnicos, como que igualmente se incrementó la producción de los demás pozos respecto de los cuales hay informes de inyección de vapor, en porcentajes apreciables que corresponden a lo esperado técnicamente. Adicionalmente, observa el Tribunal que los incrementos de producción en los pozos del Área Sur fue incluso superior a la que se produjo respecto de los pozos del Área Norte. Lo anterior lleva al Tribunal a considerar que si bien es cierto, como lo señalan los técnicos, que la distancia entre la planta generadora de vapor y el pozo, es muy importante para que el vapor tenga la calidad requerida, en el caso de los pozos respecto de los cuales hay reportes de inyección de vapor, la distancia que existía, la cual por lo demás no está probada en el proceso, no impidió que la inyección de vapor produjera el resultado de permitir la explotación comercial.

Entiende el Tribunal que es posible que en ciertas zonas del Área Sur por razón de la distancia no pudiera llegar vapor de la calidad necesaria de los módulos 1 y

¹¹³ Resultado de dividir 4.100.000 barriles entre 3 años, luego entre 365 días y luego entre 51 pozos.

3, como lo advierten los testimonios; sin embargo ello no altera la conclusión a la que ha llegado el Tribunal, en la medida en que el punto de partida del plazo no es la fecha en que se estuviera explotando comercialmente toda el área, sino la fecha en que comenzara la explotación comercial del área. De hecho como se observa en el expediente existieron numerosos casos en que pozos perforados en el Area Sur antes de que entrara en operación el módulo 4, sólo fueron objeto de inyección de vapor a partir de 1994. Lo anterior obviamente no puede alterar el punto de partida del comienzo de la explotación comercial.

Así mismo, y en cuanto al cálculo que hace la parte demandante sobre el nivel de producción teniendo en cuenta el número de pozos que fueron objeto de inyección de vapor en el período 1986 y 1989, para concluir que fue sólo de 73 barriles, debe observar el Tribunal que si se examinan las fechas en que se realizó la inyección de vapor en cada pozo, de acuerdo con la prueba que obra en el expediente, se aprecia que dicha circunstancia en algunos casos se produjo en el año 86, en otros casos en el año 87, y finalmente en otros en el año 88, por lo cual matemáticamente no es posible concluir que el promedio de producción de los pozos inyectados es de (73) barriles. Necesariamente si se hiciera un análisis pozo a pozo a partir del momento en que se produjo la inyección el resultado sería superior.

Finalmente, estima pertinente recordar el Tribunal que en el Contrato de Asociación no se garantiza un determinado nivel de producción al asociado y por ello la baja producción de un yacimiento no podría ser motivo para entender que no se ha iniciado el plazo de explotación o que la iniciación del mismo se desplaza hasta que alcance determinado nivel. Lo que realmente importa a la luz del Contrato es que las partes decidan comenzar a explotar comercialmente el campo, y conforme al acervo probatorio recaudado el Tribunal debe concluir que ello ocurrió cuando comenzó la inyección de vapor al pozo T-224.

Para el Tribunal es entonces claro que la explotación comercial de la última área, el Área Cocorná Sur, se inició con éxito y resultados satisfactorios a partir de la inyección de vapor al pozo T-224 el día 9 de octubre de 1986. Este día se inició el período de explotación que se prolongó por 22 años, hasta el 8 de octubre de 2008, fecha en que terminó el contrato.

2.2.7 Las excepciones del demandado

Como excepciones el demandado planteó las siguientes: todo contrato legalmente celebrado es ley para las partes; ejecución de mala fe por parte de Mansarovar; prevalencia de la intención de las partes; la interpretación del contrato debe ser la que mejor cuadre con su naturaleza; falta de competencia del tribunal en relación con la pretensión cuarta de la demanda; las normas del Código de Petróleos invocadas por la convocada; la aplicación práctica de la cláusula 23 del contrato, y enriquecimiento sin causa.

Si se examinan dichas excepciones se advierte que la mayor parte de las mismas más que excepciones en el rigor del término, constituyen medios de defensa, pues simplemente apuntan con otros argumentos a desvirtuar la interpretación de la

demandante del Contrato, pero no a plantear hechos distintos que pudieran enervar la pretensión formulada

En todo caso encuentra el Tribunal que en el análisis que ha hecho ya se pronunció sobre los citados medios de defensa en cuanto se refieren a la fuerza obligatoria del contrato, la prevalencia de la intención de las partes, la interpretación del contrato conforme a su naturaleza y la aplicación de la cláusula 23 del contrato.

Por otra parte, es claro que en cuanto a la invocación de la figura del enriquecimiento sin causa, si se aplica la misma en su sentido técnico, se observa que para que el mismo exista es necesario que no exista causa en sentido jurídico. Si el contrato otorgara el derecho a Mansarovar que pretende no podría hablarse de enriquecimiento sin causa. Por consiguiente, la excepción de enriquecimiento sin causa en este caso alude al mismo punto ya planteado, que el contrato no otorgó a Mansarovar el derecho a continuar explotando hasta el año 2011, aspecto sobre el cual ya se pronunció el Tribunal.

Por lo demás en cuanto a la excepción referida a que las normas del Código de Petróleos invocadas por la convocada no son aplicables, observa el Tribunal que las disposiciones que se invocan en la demanda se refieren claramente al contrato de concesión petrolera y por ello mismo son inaplicables al contrato de asociación. En efecto, el artículo 12 del Decreto 1348 de 1961 dispone: “Se entiende que una concesión entra en período de explotación cuando a juicio de las dos partes contratantes hubiere un mínimo de instalaciones,...” (se subraya)

2.2.8 Conclusiones

Por todo lo anterior las pretensiones de la demandante no están llamadas a prosperar.

3. Costas

De conformidad con lo dispuesto por el artículo 171 del Código Contencioso Administrativo “En todos los procesos, con excepción de las acciones públicas, el juez, teniendo en cuenta la conducta asumida por las partes, podrá condenar en costas a la vencida en el proceso, incidente o recurso, en los términos del Código de Procedimiento Civil.”

En esta medida el Tribunal encuentra que el presente proceso se originó en una discrepancia de las partes originada en dudas razonables que surgieron del propio texto contractual, lo que justificó que las partes buscaran que el Tribunal precisara el alcance del mismo. Así mismo, la conducta de las partes durante el proceso fue irreprochable. En esta medida considera el Tribunal que no hay lugar a condena en costas.

En todo caso, los dineros sobrantes de la partida “*Protocolización y otras gastos*”, serán devueltos por la Presidente del Tribunal a la convocante y convocada por partes iguales.

4. Decisión

En mérito de lo expuesto, el Tribunal de Arbitramento convocado para dirimir las diferencias entre Mansarovar Energy Colombia Ltda. y Ecopetrol S.A., administrando justicia en nombre de la República de Colombia, por autoridad de la ley y de conformidad con la habilitación conferida por las partes,

RESUELVE:

PRIMERO. Declarar que no prospera la excepción de falta de competencia propuesta por la parte demandada. Respecto de los demás medios de defensa formulados por Ecopetrol S.A., el Tribunal se remite a las consideraciones expuestas en la parte motiva.

SEGUNDO. Negar la tacha de sospecha formulada por la parte demandante en relación con la declaración del ingeniero Jimmy Guerrero, por las razones expuestas en la parte motiva.

TERCERO. Negar todas las pretensiones de la demanda presentada por Mansarovar Energy Colombia Ltda contra Ecopetrol S.A.

CUARTO. Declarar, en consecuencia, que el Contrato de Exploración y Explotación para el Sector “Cocorná” suscrito el 3 de septiembre de 1980, protocolizado mediante escritura pública número 3035 de fecha 10 de septiembre de 1980 de la Notaría Dieciocho de Bogotá, terminó el día ocho (8) de octubre de dos mil ocho (2008).

QUINTO. Disponer que por Secretaría se expidan copias auténticas de este laudo con destino a cada una de las partes y al Centro de Arbitraje y Conciliación de la Cámara de Comercio de Bogotá.

SEXTO. Abstenerse de imponer condena en costas por lo expuesto en la parte motiva.

SEPTIMO. Ordenar la protocolización del expediente en su oportunidad legal.

OCTAVO.- Disponer que se entreguen a los árbitros y a la secretaria el saldo de sus honorarios. Los dineros sobrantes de la partida “Protocolización y otras gastos”, serán devueltos por la Presidente del Tribunal a la convocada y a la convocante por partes iguales.

Dado en Bogotá a los doce (12) días del mes de febrero de dos mil diez (2010).

JORGE CUBIDES CAMACHO

Presidente

SUSANA MONTES DE ECHEVERRI

Arbitro

JUAN PABLO CÁRDENAS MEJÍA

Arbitro

ANNE MARIE MÜRRLE ROJAS

Secretaria