

**CENTRO INTERNACIONAL DE ARREGLO DE DIFERENCIAS
RELATIVAS A INVERSIONES**

EN EL PROCEDIMIENTO ENTRE

**OCCIDENTAL PETROLEUM CORPORATION
OCCIDENTAL EXPLORATION AND PRODUCTION COMPANY
(DEMANDANTES)**

- Y -

**LA REPÚBLICA DEL ECUADOR
(DEMANDADA)**

(Caso CIADI No. ARB/06/11)

LAUDO

Miembros del Tribunal

Sr. L. Yves Fortier, C.C., Q.C., Presidente
Sr. David A.R. Williams, Q.C., Árbitro
Profesora Brigitte Stern, Árbitro

Secretario del Tribunal

Gonzalo Flores

Asistente del Tribunal (hasta el 16 de diciembre de 2011)

Renée Thériault

Representando a las Demandantes

David W. Rivkin
Marjorie J. Menza
Debevoise & Plimpton LLP

Gaëtan J. Verhoosel
Carmen Martínez López
Covington & Burling LLP

Donald P. de Brier
Laura C. Abrahamson
Occidental Petroleum Corporation

Representando a la Demandada

Dr. Diego García Carrión
Procurador General del Estado

George von Mehren
Stephen P. Anway
Squire, Sanders (US) LLP

Eduardo Silva Romero
Pierre Mayer
José Manuel García Represa
Dechert LLP

Fecha de envío a las partes: 5 de octubre de 2012

ÍNDICE

I.	PROCEDIMIENTO	1
A.	Registro de la Solicitud de Arbitraje.....	1
B.	Constitución del Tribunal y comienzo del procedimiento.....	3
C.	Etapa oral y etapa escrita del procedimiento	4
II.	ANTECEDENTES DE HECHO	34
A.	Introducción	34
B.	Desarrollo y operación del Bloque 15 de Ecuador por parte de OEPC	36
C.	El Contrato de Participación	38
D.	Los Convenios de Explotación Unificada de los Campos Unificados	43
E.	El Acuerdo de Farmout con AEC	45
F.	El Oleoducto de OCP.....	53
G.	El Farmout y Ecuador	55
H.	La auditoría de Moores Rowland.....	62
I.	La controversia sobre el IVA.....	65
J.	El Procedimiento de Caducidad y hechos relacionados	65
K.	El Decreto de Caducidad	71
III.	RECLAMOS DE LAS DEMANDANTES.....	74
A.	La posición de las Demandantes.....	74
1.	Síntesis de la posición de las Demandantes	74
2.	Primer argumento principal de las Demandantes: violación por inexistencia de una Causal de Terminación	76
(a)	Supuestas violaciones de los Artículos 74.11 y 74.12 de la LHC.....	78
(b)	Supuestas violaciones de la normativa sobre hidrocarburos	87

(c)	Supuestas presiones diplomáticas	88
3.	El segundo argumento principal de las Demandantes: violación al margen de cualquier posible Causal de Terminación	89
B.	La posición de la Demandada	93
1.	Síntesis de la posición de la Demandada	93
2.	Defensa planteada por la Demandada respecto del primer argumento principal de las Demandantes: el Decreto de Caducidad cumplió plenamente con el derecho ecuatoriano	97
(a)	Supuestas violaciones de los Artículos 74.11 y 74.12 de la LHC	98
(b)	Supuestas violaciones de las normas sobre hidrocarburos	107
(c)	Supuestas presiones diplomáticas	107
3.	Defensa planteada por la Demandada al segundo argumento principal de las Demandantes: el Decreto de Caducidad cumplió plenamente con las disposiciones del Tratado y del derecho internacional.....	108
IV.	LA RECONVENCIÓN DE LA DEMANDADA.....	113
A.	La posición de la Demandada	113
B.	La posición de las Demandantes.....	115
V.	ANÁLISIS.....	116
A.	La competencia del Tribunal sobre las reclamaciones de las Demandantes.....	116
B.	Las conclusiones del Tribunal en relación con las reclamaciones de las Demandantes	118
1.	El incumplimiento del Contrato de Participación por parte de OEPC.....	118
(a)	Observaciones preliminares	118
(b)	Prueba de la existencia de una transferencia de derechos contemplados en el Contrato de Participación	120

(c)	Naturaleza de los derechos a ser transferidos en el presente caso: el Contrato de Operación Conjunta	124
(d)	El Acuerdo de Farmout	135
(e)	Relación contractual.....	137
(f)	Las restantes acusaciones de incumplimiento del Contrato de Participación y violaciones de la LHC.....	139
2.	La obligación de OEPC de obtener autorización para transferir derechos contemplados en el Contrato de Participación	140
3.	La proporcionalidad de la sanción por la transferencia de derechos no autorizada en virtud del Contrato de Participación	161
(a)	Observaciones preliminares	161
(b)	Los casos contrapuestos de las partes	163
(c)	La proporcionalidad en el derecho ecuatoriano	165
(d)	La proporcionalidad en el contexto de las diferencias internacionales relativas a inversiones	168
(e)	Argumentos detallados sobre la proporcionalidad.....	172
(f)	Puntos en común entre las partes	179
(g)	Temas pendientes.....	180
(h)	Alternativas a la caducidad	181
(i)	Los antecedentes del Decreto de Caducidad.....	185
(j)	La influencia del Laudo del IVA	189
(k)	¿Constituyó el Decreto de Caducidad una respuesta proporcionada?.....	193
(l)	Expropiación en violación del Artículo III del Tratado	198
(m)	Las acusaciones restantes de incumplimiento en virtud del Tratado y del derecho ecuatoriano	200

VI.	MONTO DE LA COMPENSACIÓN.....	200
A.	Introducción	200
B.	Las excepciones procesales presentadas por la Demandada en relación con la Ley 42 y la Ley Interpretativa del IVA	202
C.	La Ley 42 de Ecuador	203
1.	Introducción	203
2.	El impacto de la Ley 42	204
(a)	La posición de la Demandada	204
(b)	La posición de las Demandantes.....	209
(c)	Análisis y conclusión del Tribunal	212
(i)	Observaciones Preliminares.....	212
(ii)	Caracterización de la Ley 42 y de las excepciones jurisdiccionales de la Demandada	213
(iii)	Análisis de la Ley 42.....	218
(iv)	Observaciones Finales	227
D.	La Ley Interpretativa del IVA de Ecuador	231
1.	Introducción	231
2.	Las excepciones procesales de la Demandada.....	232
3.	El impacto de la Ley Interpretativa del IVA.....	232
(a)	La posición de la Demandada	232
(b)	La posición de las Demandantes.....	233
(c)	Análisis y conclusión del Tribunal	234
E.	El Acuerdo de Farmout.....	240
1.	Presentaciones Iniciales de las partes	240
(a)	La posición de la Demandada	240

	(b)	La posición de las Demandantes.....	241
2.		Dictum de la Corte Permanente de Justicia Internacional en el Caso Chorzów Factory	243
	(a)	Introducción: Dictum en el Caso Chorzów Factory	243
	(b)	La interpretación de la Demandada	244
	(c)	La interpretación de las Demandantes	246
3.		Presentaciones adicionales de las partes	247
	(a)	Presentaciones adicionales de la Demandada	249
	(b)	Presentaciones adicionales de las Demandantes.....	252
4.		Análisis y conclusión del Tribunal	255
	(a)	Introducción	255
	(b)	Derecho ecuatoriano	257
	(c)	Derecho neoyorquino.....	270
	(d)	Conclusiones.....	272
F.		La culpa de las Demandantes con anterioridad al Decreto de Caducidad	277
	1.	La posición de la Demandada.....	277
	2.	La posición de las Demandantes.....	278
	3.	Análisis del Tribunal.....	278
	4.	Conclusión del Tribunal.....	286
G.		Cuestiones pendientes relacionadas con los daños	287
	1.	Introducción	287
	2.	Valor Justo de Mercado (“VJM”).....	293
	(a)	La posición de las Demandantes.....	293
	(b)	La posición de la Demandada.....	293
	(c)	La conclusión del Tribunal	294

3.	El método de Flujo de Caja Descontado (“FCD”).....	294
4.	Volumen y perfil de producción en el Bloque 15	296
	(a) Los informes periciales de las Partes	296
	(i) El Informe Pericial de NSAI del 17 de septiembre de 2007	296
	(ii) El Informe Pericial de RPS Scotia de marzo de 2009.....	297
	(iii) El Informe de RPS Scotia de junio de 2009 titulado “Estudio de Certificación de Reservas del Bloque 15 en Ecuador y Plan de Desarrollo al 1 de enero de 2009”	298
	(iv) Segundo Informe Pericial de RPS Scotia de septiembre de 2009	298
	(v) Informe Pericial Complementario de NSAI de junio 12 de 2009.....	299
	(b) Conclusión del Tribunal.....	300
5.	Factores de Ajuste de Reservas (“RAF”).....	307
6.	Proyecciones de precios del petróleo.....	310
7.	Tasa de descuento	313
8.	Proyecciones de costos operativos (OPEX) y de capital (CAPEX).....	314
9.	Uso de ventas comparables.....	318
10.	Compensación por daños indirectos	320
	(a) Cuestiones preliminares	321
	(b) La posición de las Demandantes.....	324
	(i) Daños en virtud del contrato de despacho o pago.....	324
	(ii) Costos por despidos	325
	(iii) Valor de la carga abandonada.....	326

(c)	La posición de la Demandada	326
(i)	Daños en virtud del contrato de despacho o pago.....	326
(ii)	Costos por despidos	327
(iii)	Valor de la carga abandonada.....	328
(d)	Conclusión del Tribunal.....	328
(i)	Daños en virtud del contrato de despacho o pago.....	328
(ii)	Costos por despidos	331
(iii)	Valor de la carga abandonada.....	331
11.	Cálculo de daños	332
12.	Intereses	332
(a)	La posición de las Demandantes.....	333
(b)	La posición de la Demandada.....	334
(c)	Tendencias recientes relativas a los intereses en los Laudos del CIADI.....	336
(i)	Intereses simples vs. Intereses compuestos	336
(ii)	Tasa de interés.....	339
(iii)	Intervalos para la aplicación de intereses compuestos.....	340
(d)	El período en que deben devengarse los intereses	341
(e)	Conclusión del Tribunal.....	342
13.	Impuestos ecuatorianos	343
H.	Conclusiones del Tribunal en relación con la reconvenición de la Demandada	344
1.	La acusación de la Demandada de que las Demandantes iniciaron y continuaron con el presente caso de mala fe	345

2.	La acusación de la Demandada de que OEPC incumplió con la Cláusula 22.2.1 del Contrato de Participación mediante el uso de la vía diplomática o consular	345
3.	La acusación de la Demandada sobre la conducta destructiva e ilícita de las Demandantes	346
	(a) Pérdida de producción del Bloque 15 a causa de la liberación de torres de perforación	347
	(b) Daño causado a datos y a software	348
4.	La acusación de la Demandada de que las Demandantes no pagaron el cargo de cesión ni negociaron un nuevo contrato de participación más favorable para la Demandada	349
VII.	COSTAS.....	349
VIII.	LAUDO	350

GLOSARIO

Abreviatura

“AEC”

“DNH”

“RAF”

“FCD”

“IVA”

“LHC”

“OCP”

“OEPC”

“OPC”

“Petroecuador”

“RAFs”

“SOTE”

“TBI” o el “Tratado”

“VJM”

Definición

Alberta Energy Corporation

Dirección Nacional de Hidrocarburos

Factores de Ajuste de Reservas

Flujo de Caja Descontado

Impuesto al Valor Agregado

Ley de Hidrocarburos

Oleoducto de Crudos Pesados

Occidental Exploration and Production Company

Occidental Petroleum Corporation

Compañía petrolera estatal de la República del Ecuador y sucesora de *Corporación Estatal Petrolera Ecuatoriana* (“CEPE”). Hoy, *Empresa Pública de Hidrocarburos del Ecuador*.

Factores de Ajuste de Reservas

Sistema de Oleoducto Trans-ecuatoriano

Tratado entre la República del Ecuador y los Estados Unidos de América sobre Promoción y Protección Recíproca de Inversiones

Valor Justo de Mercado

EL TRIBUNAL

Conformado según se ha detallado,

Después de deliberar,

Dicta el siguiente Laudo:

I. PROCEDIMIENTO

A. Registro de la Solicitud de Arbitraje

1. El 17 de mayo de 2006, Occidental Petroleum Corporation (“OPC”) y Occidental Exploration and Production Company (“OEPC”), dos empresas estadounidenses (en conjunto, las “Demandantes”), constituidas en los estados de Delaware y California, respectivamente, presentaron ante el Centro Internacional de Arreglo de Diferencias Relativas a Inversiones (“CIADI” o el “Centro”) una Solicitud de Arbitraje en virtud del Convenio sobre Arreglo de Diferencias Relativas a Inversiones entre Estados y Nacionales de otros Estados (“Convenio del CIADI”) contra la República del Ecuador (“Ecuador” o la “Demandada”) y la Empresa Estatal Petróleos del Ecuador (“PetroEcuador”)¹.

2. La diferencia entre las partes se relaciona con la caducidad de un Contrato de Participación de 1999 entre OEPC y PetroEcuador para la exploración y explotación de hidrocarburos en el Bloque 15 de la región amazónica ecuatoriana (el “Contrato de Participación”).

¹ *PetroEcuador* era la compañía petrolera nacional del Ecuador y sucesora de la Corporación Estatal Petrolera Ecuatoriana (“CEPE”). Mediante carta al Centro de 29 de septiembre de 2006, las Demandantes retiraron sus reclamos contra PetroEcuador.

3. La Solicitud de Arbitraje invocaba el consentimiento del Ecuador al arbitraje del CIADI previsto en el Tratado de 1993 entre los Estados Unidos de América y la República del Ecuador sobre Promoción y Protección Recíproca de Inversiones (el “TBI”), y el consentimiento de PetroEcuador al arbitraje del CIADI previsto en el Contrato de Participación.

4. El 22 de mayo de 2006, el CIADI acusó recibo de la Solicitud de Arbitraje y, de conformidad con el Artículo 36(1) del Convenio del CIADI, envió copias de la Solicitud de Arbitraje con documentación adjunta a la República del Ecuador y a PetroEcuador.

5. Mediante cartas del 7, 16 y 29 de junio de 2006, el CIADI solicitó información adicional a las Demandantes. Mediante cartas del 13, 23 y 29 de junio de 2006, las Demandantes proporcionaron información complementaria de su Solicitud de Arbitraje. Las Demandantes brindaron más información mediante carta del 6 de julio de 2006.

6. El 13 de julio de 2006, el Secretario General Interino del CIADI, de conformidad con el Artículo 36(3) del Convenio del CIADI, registró la Solicitud de Arbitraje, y notificó a las partes el acto de registro bajo el número de Caso CIADI ARB/06/11.

7. La Solicitud de Arbitraje incluía (en los párrafos 76 y 77) una Solicitud de Medidas Provisionales. De conformidad con el cronograma fijado por el CIADI en virtud de la Regla 39(5) de las Reglas Procesales Aplicables a los Procedimientos de Arbitraje del CIADI (las “Reglas de Arbitraje del CIADI”) y posteriormente modificado por acuerdo de las partes, las Demandantes presentaron una Solicitud de Medidas Provisionales particularizada el 18 de octubre de 2006. Ecuador respondió a dicha

Solicitud de las Demandantes el 1 de diciembre de 2006, seguido de la Réplica de las Demandantes del 15 de diciembre de 2006 y la Dúplica del Ecuador del 30 de diciembre de 2006.

B. Constitución del Tribunal y comienzo del procedimiento

8. Mediante carta del 29 de septiembre de 2006, las Demandantes informaron al Centro que habían seleccionado el método previsto en el Artículo 37(2)(b) del Convenio del CIADI para la constitución del Tribunal (es decir, el Tribunal se constituiría con tres árbitros designados, uno por cada parte y el tercero, que presidiría el Tribunal, de común acuerdo). En esa misma carta, las Demandantes informaron al Centro su designación del Sr. David A.R. Williams, QC, neozelandés, como árbitro. El Sr. Williams aceptó su designación el 18 de octubre de 2006.

9. El 13 de octubre de 2006, las Demandantes solicitaron al CIADI nombrar los árbitros que aún no habían sido nombrados y designar a un árbitro para que actuare como presidente del Tribunal en este caso, en virtud del Artículo 38 del Convenio del CIADI y la Regla 4(1) de Arbitraje del CIADI.

10. Mediante cartas del 25 de octubre, 21 de noviembre, 1, 12, 13 y 27 de diciembre de 2006 y 5 de enero de 2007, el Centro consultó con las partes en relación con la designación de los árbitros que aún no habían sido nombrados, según lo previsto en el Artículo 38 del Convenio del CIADI y la Regla 4 de las Reglas de Arbitraje del CIADI.

11. Mediante carta del 25 de enero de 2007, el Centro informó a las partes que, en virtud del Artículo 38 del Convenio del CIADI y la Regla 4 de las Reglas de Arbitraje del

CIADI, el Presidente Interino del Consejo Administrativo del CIADI había nombrado a la Profesora Brigitte Stern, de nacionalidad francesa, como coárbitro y al Sr. L. Yves Fortier, QC, de Canadá, como tercer árbitro y Presidente del Tribunal. La Profesora Stern aceptó su designación el 31 de enero de 2007 y el Sr. Fortier hizo lo propio el 5 de febrero de 2007. Al momento de sus respectivas designaciones, la Profesora Stern era miembro del Panel de Árbitros del CIADI designado por Francia y el Sr. Fortier era miembro del Panel de Árbitros del CIADI designado por el Presidente del Consejo Administrativo del CIADI.

12. Mediante carta del 6 de febrero de 2007, la Secretaria General del CIADI notificó a las partes que, habiendo los tres árbitros aceptado sus nombramientos, el Tribunal se consideraba constituido y el procedimiento iniciado ese mismo día. En esa misma carta, la Secretaria General proporcionó copias de las declaraciones de independencia e imparcialidad firmadas por cada uno de los miembros del Tribunal de conformidad con la Regla 6 de Arbitraje del CIADI e informó a las partes que la Sra. Gabriela Álvarez-Ávila, Consejera Jurídica Superior del CIADI, actuaría como Secretaria del Tribunal.

C. Etapa oral y etapa escrita del procedimiento

13. El Tribunal y las partes llevaron a cabo una conferencia telefónica preliminar el 16 de febrero de 2007, durante la cual se acordó que la Primera Sesión del Tribunal tendría lugar el 2 de mayo de 2007 en la sede del Centro en Washington, D.C. También se acordó que se llevaría a cabo una audiencia sobre la Solicitud de Medidas Provisionales de las Demandantes el 3 de mayo de 2007. La conferencia telefónica se

grabó y se entregaron copias de las grabaciones de audio a las partes y a los miembros del Tribunal.

14. Mediante carta del 19 de febrero de 2007, se invitó a las partes a presentar simultáneamente cualquier otra documentación o testimonio relativos a la Solicitud de Medidas Provisionales de las Demandantes sobre los cuales quisieran basarse, a más tardar el 20 de abril de 2007. Ambas partes presentaron documentación adicional el 18 de abril de 2007.

15. Con el consentimiento de las partes y los miembros del Tribunal, el Presidente del Tribunal sostuvo con las partes una conferencia telefónica organizativa previa a la audiencia el 26 de abril de 2007. En la conferencia estuvieron presentes los Sres. David W. Rivkin, Mark W. Friedman y Gaëtan Verhoosel de Debevoise & Plimpton LLP y la Sra. Laura C. Abrahamson, Consejera General Asistente de OPC, en representación de las Demandantes; el Sr. Paul Reichler y la Sra. Janis Brennan, de Foley Hoag LLP, el Sr. Alberto Wray, en ese entonces miembro del estudio jurídico Cabezas & Wray Abogados en Quito, y la Srta. Claudia Salgado de la Procuraduría General del Estado del Ecuador, participaron en representación de la Demandada; la Sra. Gabriela Álvarez-Ávila y los Sres. Gonzalo Flores y Emilio Rodríguez-Larraín, del Secretariado del CIADI, y la Sra. Renée Thériault, en ese entonces miembro del estudio jurídico Ogilvy Renault LLP en Ottawa, estudio jurídico del Sr. Fortier, también participaron de la conferencia telefónica. Durante la conferencia, se alcanzaron varios acuerdos en relación con la organización de la inminente Primera Sesión y la audiencia sobre la Solicitud de Medidas Provisionales de las Demandantes. Entre ellos, las partes acordaron

designar a la Sra. Thériault como Asistente del Tribunal. La conferencia telefónica se grabó y se entregaron copias de las grabaciones de audio a las partes y a los miembros del Tribunal.

16. La Primera Sesión del Tribunal y la audiencia sobre la Solicitud de Medidas Provisionales de las Demandantes se llevaron a cabo, según lo previsto, el 2 y 3 de mayo de 2007 en la sede del Centro en Washington, D.C. Estuvieron presentes los tres miembros del Tribunal, el Sr. L. Yves Fortier, la Profesora Brigitte Stern y el Sr. David A.R. Williams. Ante la ausencia de la Sra. Álvarez-Ávila, estuvo presente el Sr. Gonzalo Flores, Consejero Jurídico Superior del CIADI, en representación del Secretariado del CIADI. También estuvo presente la Sra. Renée Thériault, Asistente del Tribunal. Las Demandantes estuvieron representadas por los Sres. David W. Rivkin, Mark W. Friedman, Shane Spelliscy, Claudio D. Salas y Gaëtan Verhoosel, de Debevoise & Plimpton LLP, y por la Sra. Laura Abrahamson y los Sres. Gerald Ellis y Terry Lindquist de OPC. La Demandada estuvo representada por el Dr. José Xavier Garaicoa Ortiz, Procurador General del Estado del Ecuador, el Sr. Alberto Wray de Cabezas & Wray Abogados en Quito, el Sr. Paul Reichler, la Sra. Janis Brennan y la Srta. Clara Brillembourg de Foley Hoag, LLP en Washington, D.C., la Srta. Claudia Salgado, de la Procuraduría General del Estado del Ecuador, la Srta. María Augusta Carrera de PetroEcuador y el Sr. Peter Phaneuf de TrialTek Consulting.

17. Durante la Primera Sesión, las partes confirmaron que el Tribunal había sido constituido debidamente de conformidad con el Convenio del CIADI y las Reglas de Arbitraje del CIADI y que no tenían objeciones respecto de la designación de ninguno de

los miembros del Tribunal. Las partes también confirmaron estar de acuerdo con la designación de la Sra. Renée Thériault, miembro del estudio jurídico Ogilvy Renault del Sr. Fortier, como Asistente del Tribunal. Finalmente, las partes acordaron varias cuestiones procesales que se vieron reflejadas en el acta confeccionada por el Secretariado y que se circuló a las partes y el Tribunal. Durante la sesión, las partes convinieron en separar las fases de jurisdicción/responsabilidad y la de daños (*quantum*), pero las Demandantes solicitaron que el calendario para la fase de daños fuere establecido al mismo tiempo que el calendario para la fase de responsabilidad para evitar demoras innecesarias. [Se adjunta copia del Acta como Anexo 1 al presente Laudo (solo en idioma inglés)].

18. Al finalizar la Primera Sesión, las partes se dirigieron al Tribunal con respecto a la Solicitud de Medidas Provisionales de las Demandantes. Los Sres. Rivkin y Friedman se dirigieron al Tribunal en representación de las Demandantes y el Sr. Reichler se dirigió al Tribunal en representación de la Demandada. Durante la audiencia, y luego que las partes consultaran entre sí, se efectuaron modificaciones significativas a la Solicitud de las Demandantes.

19. De acuerdo con el cronograma fijado durante la Primera Sesión (el cual el Tribunal modificó levemente, tras demoras de las partes en la producción de documentos), las Demandantes presentaron un Memorial sobre Responsabilidad, con documentación adjunta, el 23 de julio de 2007. La documentación adjunta incluyó, entre otros documentos, las declaraciones testimoniales de los Sres. Andrew Patterson, Casey

Olson, Fernando Albuja, Gerald Ellis, John L. Keplinger, Paul MacInnes y Steven Bell; y el informe pericial del Dr. Hernán Pérez Loose.

20. El 17 de agosto de 2007, el tribunal emitió de forma unánime su Decisión sobre Medidas Provisionales². En dicha Decisión, el Tribunal, después de analizar detenidamente la posición de cada una de las partes, llegó a la conclusión de que las Demandantes no habían demostrado que la emisión de una orden de medidas provisionales estuviera justificada bajo las circunstancias y, por lo tanto, desestimó su Solicitud.

21. Mediante carta del 24 de agosto de 2007, se informó a las partes que el Sr. Gonzalo Flores, Consejero Jurídico Superior del CIADI, reemplazaría a la Sra. Álvarez-Ávila como Secretario del Tribunal, luego de que aquella dejara el CIADI.

22. El 17 de septiembre de 2007, las Demandantes presentaron un Memorial sobre Daños con documentación adjunta. La documentación adjunta incluyó, entre otros documentos, las segundas declaraciones testimoniales de los Sres. Fernando Albuja, Gerald Ellis y Andrew Patterson; la declaración testimonial del Dr. Surendra Pal (S.P.) Sing; los informes periciales del Profesor Joseph P. Kalt y Netherland, Sewell & Associates, Inc., y un segundo informe pericial del Dr. Hernán Pérez Loose.

23. Cambios sucesivos en la representación de la República del Ecuador hicieron que la Demandada solicitara, el 17 de septiembre de 2007, que se modificara el cronograma para la presentación de escritos acordado durante la Primera Sesión. Las Demandantes se

² Disponible en Internet en icsid.worldbank.org y adjunta al Laudo como Anexo 2.

opusieron a la solicitud de la Demandada mediante carta del 24 de septiembre de 2007. La Demandada respondió mediante carta del 15 de octubre de 2007.

24. El 31 de octubre de 2007, con el consentimiento de sus coárbitros, el Presidente del Tribunal llevó a cabo una conferencia telefónica con las partes para abordar: (a) la solicitud de la Demandada de un nuevo calendario procesal y (b) la representación de la Demandada en este caso. Durante la llamada, se llegó a la conclusión de que los plazos procesales establecidos por el Tribunal durante la Primera Sesión debían ser modificados. También se decidió que las partes se consultarían e intentarían acordar las modificaciones pertinentes del calendario y que se llevaría a cabo otra conferencia telefónica el 31 de enero de 2008 con el fin de analizar las modificaciones al calendario procesal. La conferencia telefónica se grabó y se entregaron copias de las grabaciones de audio a las partes y a los miembros del Tribunal.

25. Mediante carta del 20 de diciembre de 2007, la República del Ecuador informó al Tribunal que había seleccionado el estudio jurídico de Squire, Sanders & Dempsey LLP como su nuevo consejero jurídico y representante. El estudio es conocido hoy como Squire, Sanders (US) LLP.

26. El 23 de enero de 2008, las partes escribieron por separado al Tribunal para informarle que no habían logrado llegar a un acuerdo respecto de las modificaciones del calendario procesal y, en sus respectivas cartas, cada una propuso un calendario procesal.

27. Tal como se había acordado, se llevó a cabo una conferencia telefónica entre el Presidente del Tribunal y las partes el 31 de enero de 2008. La Sra. Laura Abrahamson de

OPC, así como el Sr. David W. Rivkin y la Srta. Carmen Martínez López de Debevoise & Plimpton LLP, participaron en la teleconferencia en representación de las Demandantes. La Demandada estuvo representada en la conferencia telefónica por el Sr. Carlos Venegas, la Srta. Claudia Salgado y la Srta. Christel Gaibor, de la Procuraduría General del Estado del Ecuador y por los Sres. George von Mehren y Stephen P. Anway, de Squire, Sanders (US) LLP. Durante la conferencia telefónica, ambas partes tuvieron la oportunidad plena y equitativa de elaborar sobre sus respectivas presentaciones del 23 de enero de 2008. La conferencia telefónica se grabó y se entregaron copias de las grabaciones de audio a las partes y a los miembros del Tribunal.

28. El 11 de febrero de 2008, el Tribunal emitió la Resolución Procesal No. 1 mediante la cual estableció un calendario procesal modificado, que incluía plazos para la fase jurisdiccional del arbitraje y calendarios separados para la fase de responsabilidad y para la fase de daños (de acuerdo con lo solicitado).

29. En virtud de la Resolución Procesal No. 1, la Demandada, el 7 de marzo de 2008, presentó un memorial con excepciones sobre competencia, con documentación adjunta. La documentación adjunta incluyó, entre otros documentos, un informe pericial del Dr. Juan Pablo Aguilar Andrade. Las Demandantes presentaron un memorial de contestación sobre competencia, con documentación adjunta, el 4 de abril de 2008. La documentación adjunta incluyó, entre otros documentos, un tercer informe pericial del Dr. Hernán Pérez Loose.

30. Mediante carta del 14 de abril de 2008, la República del Ecuador informó al Tribunal que, además de Squire, Sanders (US) LLP, el estudio jurídico Dechert LLP, representaría a la Demandada en este procedimiento.

31. De conformidad con la Resolución Procesal No. 1, la Demandada presentó una réplica sobre competencia, con documentación adjunta, el 23 de abril de 2008. La documentación adjunta incluyó, entre otros documentos, un segundo informe pericial del Dr. Juan Pablo Aguilar Andrade.

32. Mediante carta del 28 de abril de 2008, la República del Ecuador informó al Tribunal la designación del Dr. Diego García Carrión como nuevo Procurador General del Estado, tras la renuncia del Dr. Xavier Garaicoa Ortíz. En esa misma carta, la República del Ecuador solicitó que se modificara el calendario procesal establecido en la Resolución Procesal No. 1. Las Demandantes se opusieron a esta solicitud mediante carta del 29 de abril de 2008.

33. El 6 de mayo de 2008, el Tribunal emitió la Resolución Procesal No. 2, donde modificaba el calendario establecido en la Resolución Procesal No. 1.

34. Las Demandantes presentaron una réplica sobre competencia, con documentación adjunta, el 12 de mayo de 2008. La documentación adjunta incluyó, entre otros documentos, un cuarto informe pericial del Dr. Hernán Pérez Loose.

35. Según lo prescrito por la Resolución Procesal No. 1, se llevó a cabo una audiencia de dos días sobre competencia en la sede del Banco Mundial en París, los días 22 y 23 de mayo de 2008. Los tres miembros del Tribunal, el Sr. L. Yves Fortier, la

Profesora Brigitte Stern y el Sr. David A.R. Williams, asistieron a la audiencia. El Sr. Gonzalo Flores, Secretario del Tribunal, y la Sra. Renée Thériault, Asistente del Tribunal, también estuvieron presentes en la audiencia. Durante la audiencia, las Demandantes estuvieron representadas por los Sres. Rivkin y Verhoosel y la Srta. Martínez López de Debevoise & Plimpton LLP y por la Sra. Laura Abrahamson y el Sr. Gerald Ellis de OPC. La República del Ecuador estuvo representada por el Dr. Diego García Carrión, Procurador General del Estado del Ecuador; los Sres. Carlos Venegas y Francisco Paredes y la Srta. Claudia Salgado, de la Procuraduría General del Estado; los Sres. George von Mehren, Stephen P. Anway, Hernando Díaz y Rostislav Pekar de Squire, Sanders (US) LLP; los Sres. Eduardo Silva Romero, Pierre Mayer, George Foster y Edward Kling de Dechert LLP; el Dr. Galo Chiriboga, Ministro de Energía y Minas del Ecuador; y la Dra. María Angélica Martínez, de PetroEcuador.

36. Durante la audiencia, los abogados de las respectivas partes presentaron extensos alegatos de apertura y cierre sobre las diversas cuestiones planteadas a partir de la excepción jurisdiccional de la Demandada. El Dr. Juan Pablo Aguilar Andrade y el Dr. Hernán Pérez Loose también estuvieron presentes como peritos en la audiencia y fueron interrogados por los abogados bajo la supervisión del Tribunal.

37. El 16 de junio de 2008, de conformidad con el calendario procesal modificado por el Tribunal en la Resolución Procesal No. 2, la Demandada presentó su Memorial de Contestación sobre Responsabilidad, con documentación adjunta. La documentación adjunta incluyó, entre otros documentos, las declaraciones testimoniales de los ministros Pablo Terán e Iván Rodríguez y del Sr. Felipe Sánchez. También incluyó un informe

pericial del Sr. Timothy Martin y un tercer informe pericial del Dr. Juan Pablo Aguilar Andrade. De conformidad con la Regla 40 de las Reglas de Arbitraje del CIADI, el Memorial de Contestación de la Demandada también incluyó una Reconvención.

38. El 11 de agosto de 2008, las Demandantes presentaron una Réplica sobre Responsabilidad, con documentación adjunta. La documentación adjunta incluyó, entre otros documentos, un quinto informe pericial del Dr. Hernán Pérez Loose, informes periciales de los Sres. Andrew B. Derman y Norman E. Maryan Jr.; primeras declaraciones testimoniales de los Sres. Derek Aylesworth, Ian Davis y Gary Guidry; segundas declaraciones testimoniales de los Sres. Steven Bell, John L. Keplinger, Paul MacInnes y Casey Olson; y terceras declaraciones testimoniales de los Sres. Fernando Albuja, Gerald Ellis y Andrew Patterson. La Réplica de las Demandantes incluyó una Respuesta a la Reconvención de la Demandada.

39. El 9 de septiembre de 2008, el Tribunal emitió su Decisión sobre Competencia. En su Decisión, la cual forma parte integral del presente Laudo y se adjunta a él como Anexo 3, el Tribunal abordó las dos excepciones jurisdiccionales planteadas por la República del Ecuador, a saber: (a) que la resolución de la controversia entre las partes se regía por el Contrato de Participación, el cual excluía del arbitraje la caducidad; y (b) que las Demandantes no cumplieron con el periodo de espera de 6 meses establecido en el TBI. En sus conclusiones, el Tribunal, de forma unánime, resolvió que (a) “[s]obre la base de elementales principios de interpretación de los contratos, toda excepción a la disponibilidad del arbitraje de CIADI para la resolución de diferencias que surjan en el marco del Contrato de Participación – en este caso diferencias relacionadas con la

caducidad – requiere un texto claro en ese sentido. [...] Si [las partes] hubieran querido exceptuar esas diferencias de la jurisdicción del CIADI y conferir competencia exclusiva a los tribunales de lo contencioso administrativo ecuatorianos en esa materia, podrían haberlo hecho. Como no lo hicieron, el Tribunal no admite que esa exclusión esté implícita en la referida cláusula”; y (b) que “el procedimiento de caducidad de que se trata en el presente arbitraje de hecho se inició en 2004. Como ya se señaló, en el período de alrededor de 18 meses que precedió a la sanción del Decreto de Caducidad, el 15 de mayo de 2006, OEPC presentó varios escritos en que intentó infructuosamente refutar las alegaciones basadas en las cuales se había iniciado el procedimiento de caducidad. Además, el Tribunal acepta, aunque sin prejuzgar sobre el fondo del asunto, que en efecto, en las circunstancias del caso, los intentos de llegar a una solución negociada fueron inútiles”.

40. Por consiguiente, el Tribunal se declaró competente para pronunciarse sobre las reclamaciones de OEPC y OPC en este procedimiento y que los procedimientos arbitrales continuarían, hasta ingresar en la fase de consideración del fondo del asunto, de acuerdo con el calendario establecido en la Resolución Procesal No. 1 tal y como fue modificada por la Resolución Procesal No. 2 del Tribunal.

41. El 19 de septiembre de 2008, la Demandada presentó una Dúplica sobre Responsabilidad, con documentación adjunta, la cual incluyó, entre otros documentos, una declaración testimonial del Sr. Ángel Basantes; las segundas declaraciones testimoniales de los ministros Iván Rodríguez y Pablo Terán; una tercera declaración testimonial del Sr. Wilson Pastor Morris; un informe pericial del Dr. Marcelo Merlo

Jaramillo; un segundo informe pericial del Sr. Timothy Martin; y un cuarto informe pericial del Dr. Juan Pablo Aguilar Andrade. La Dúplica de la Demandada incluyó una Réplica sobre su Reconvención.

42. El 23 de septiembre, 10 de octubre y 20 de octubre de 2008, el Tribunal emitió las Resoluciones Procesales Nos. 3, 4 y 5 relativas a la producción de documentos.

43. Mediante carta del 27 de octubre de 2008, el Tribunal fijó el lugar y las fechas para la celebración de una audiencia sobre responsabilidad. La audiencia se llevaría a cabo en la sede del Centro en Washington D.C. del 13 al 20 de diciembre de 2008.

44. El 14 de noviembre de 2008, las Demandantes presentaron una Dúplica a la Reconvención de la Demandada, con documentación adjunta. La documentación adjunta incluyó, entre otros documentos, un sexto informe pericial del Dr. Hernán Pérez Loose; un segundo informe pericial del Sr. Andrew B. Derman; un segundo informe pericial del Sr. Norman E. Maryan Jr.; y una cuarta declaración testimonial del Sr. Gerald Ellis.

45. El 2 de diciembre de 2008, el Tribunal emitió la Resolución Procesal No. 6 relativa a la audiencia sobre responsabilidad y las excepciones formuladas por la Demandada frente a ciertas secciones de la Dúplica de la Demandante a la Reconvención de la Demandada.

46. Según lo previsto, se llevó a cabo una audiencia sobre responsabilidad en la sede del Centro en Washington D.C. del 13 al 20 de diciembre de 2008. Los tres miembros del Tribunal, el Sr. L. Yves Fortier, la Profesora Brigitte Stern y el Sr. David A.R. Williams,

asistieron a la audiencia. El Sr. Gonzalo Flores, Secretario del Tribunal, y la Sra. Renée Thériault, Asistente del Tribunal, también estuvieron presentes en la audiencia.

47. Durante la audiencia, las Demandantes estuvieron representadas por el Sr. Donald P. de Brier, Vicepresidente Ejecutivo y Consejero Jurídico Principal de Occidental Petroleum Corporation, la Sra. Laura Abrahamson, Consejera Jurídico Principal Asistente de OPC, el Sr. Jaime Alarcón de OPC y los Sres. David W. Rivkin, Gaëtan Verhoosel, Claudio D. Salas, Marco Serrano, Max Drawe y Marshall Weber y la Srta. Carmen Martínez López de Debevoise & Plimpton LLP.

48. Durante la audiencia, la República del Ecuador estuvo representada por el Dr. Diego García Carrión, Procurador General del Estado del Ecuador; los Sres. Álvaro Galindo, Francisco Paredes y Luis Alberto Cabezas-Klaere de la Procuraduría General del Estado; los Sres. Eduardo Silva Romero, Pierre Mayer, José Manuel García Represa, George Foster y Bernard Powell, de Dechert LLP; los Sres. George von Mehren, Stephen P. Anway, David Alexander, Pedro Martínez-Fraga y la Sra. Ann Catherine Kettlewell, la Srta. Karen van Horn y la Srta. Danielle Sundberg de Squire, Sanders (US) LLP; el Sr. Ronald E. Goodman, de Foley Hoag LLP; los Sres. Andrés Donoso, Francisco Ricaurte y la Srta. Triana Vásquez, la Srta. Titha Moreno y la Dra. María Angélica Martínez, de PetroEcuador.

49. Durante la audiencia, los Sres. Rivkin y Verhoosel se dirigieron al Tribunal en representación de las Demandantes. Los Sres. García Carrión, von Mehren, Silva Romero y Mayer se dirigieron al Tribunal en representación de la Demandada. Durante los ocho días de audiencia, los siguientes veintiún testigos y peritos fueron interrogados por los

abogados, bajo la supervisión del Tribunal: Paul McInness, Casey Olson, Steven Bell, Andrew Patterson, Fernando Albuja, John Keplinger, Gary Guidry, Ian Davis, Gerald Ellis, Derek Aylesworth, Pablo Terán, Luis Felipe Sánchez, Ángel Basantes, Iván Rodríguez, Wilson Pastor Morris, Hernán Pérez Loose, Marcelo Merlo, Juan Pablo Aguilar Andrade, Andrew Derman, Norman Maryan Jr., y Timothy Martin.

50. Mediante carta de la Demandada del 9 de enero de 2009, las partes informaron al Tribunal su acuerdo respecto de un cronograma de presentación de escritos para la fase de daños del procedimiento. En virtud de este acuerdo, el cual las Demandantes confirmaron mediante un correo electrónico del 15 de enero de 2009, la Demandada presentaría un Memorial de Contestación sobre Daños el 9 de marzo de 2009; las Demandantes presentarían una Réplica sobre Daños el 12 de junio de 2009; la Demandada presentaría una Dúplica sobre Daños el 8 de septiembre de 2009 y las Demandantes presentarían una Dúplica sobre Daños de la Reconvención el 15 de octubre de 2009. Finalmente, según el acuerdo de las partes, se llevaría a cabo una audiencia sobre daños en noviembre de 2009. Se informó a las partes la aprobación del Tribunal de los plazos acordados mediante un correo electrónico enviado por el Secretario del Tribunal el 16 de enero de 2009.

51. De conformidad con las instrucciones del Tribunal al cierre de la audiencia sobre responsabilidad, ambas partes presentaron escritos posteriores a la audiencia, con documentación adjunta, el 13 de febrero de 2009. También de conformidad con las instrucciones del Tribunal, el 26 de febrero de 2009, las partes presentaron una Cronología Conjunta de Eventos Relevantes.

52. De conformidad con los plazos acordados, el 9 de marzo de 2009, la Demandada presentó un Memorial de Contestación sobre Daños y un Memorial sobre Daños de la Reconvención, con documentación adjunta. La documentación adjunta incluyó, entre otros documentos, una declaración testimonial del Sr. Alberto Panchi; una cuarta declaración testimonial del Sr. Wilson Pastor Morris; y los informes periciales del Sr. Daniel Johnston, RPS Scotia, el Sr. Alfredo Corral Borrero y el Sr. Hernán Salgado Pesantes.

53. El 20 y 21 de marzo de 2009, el Tribunal sostuvo una audiencia con las partes en la sede del Banco Mundial en París. La audiencia fue una continuación de la audiencia sobre responsabilidad celebrada en Washington D.C. en diciembre de 2008. Los tres miembros del Tribunal, el Sr. L. Yves Fortier, la Profesora Brigitte Stern y el Sr. David A.R. Williams, asistieron a la audiencia. El Sr. Gonzalo Flores, Secretario del Tribunal, y la Sra. Renée Thériault, Asistente del Tribunal, también estuvieron presentes en la audiencia.

54. Durante la audiencia, las Demandantes estuvieron representadas por el Sr. Donald P. de Brier y la Sra. Laura Abrahamson de OPC, los Sres. David W. Rivkin, Gaëtan Verhoosel, Marco Serrano y Claudio D. Salas (por videoconferencia) y la Srta. Carmen Martínez López, la Srta. Ruth Miller y la Sra. Marjorie Menza (por videoconferencia) de Debevoise & Plimpton LLP. También estuvo presente durante la audiencia el Dr. Hernán Pérez Loose, perito legal de las Demandantes.

55. Durante la audiencia, la República del Ecuador estuvo representada por el Dr. Diego García Carrión, Procurador General del Estado del Ecuador; los Sres. Álvaro

Galindo y Francisco Paredes y la Srta. Claudia Salgado de la Procuraduría General del Estado del Ecuador; los Sres. Eduardo Silva Romero, Pierre Mayer, José Manuel García Represa, George Foster y la Srta. Natalia Belomestnova, de Dechert LLP; los Sres. George von Mehren y Stephen P. Anway, de Squire, Sanders (US) LLP.; y el Dr. Wilson Narvaez y la Srta. Triana Vásquez de PetroEcuador.

56. Durante la audiencia, los Sres. Rivkin y Verhoosel se dirigieron al Tribunal en representación de las Demandantes. Los Sres. García Carrión, von Mehren, Silva Romero y Mayer se dirigieron al Tribunal en representación de la Demandada. Al concluir la audiencia, el Presidente del Tribunal informó a las partes que, si bien el Tribunal intentaría emitir una decisión sobre responsabilidad antes de la audiencia sobre daños programada para noviembre de 2009, habían muchos temas, de gran complejidad e importancia, a ser considerados por el Tribunal. En consecuencia, las partes debían continuar preparándose para la audiencia sobre daños, sin perjuicio de que esta pudiera o no resultar necesaria, dependiendo de la decisión sobre responsabilidad.

57. Mediante carta del 4 de mayo de 2009, los abogados de las Demandantes informaron al Tribunal que el Sr. Gaëtan Verhoosel y la Srta. Carmen Martínez López se habían incorporado al estudio jurídico Covington and Burling LLP, pero que continuarían formando parte de la representación de las Demandantes.

58. El 12 de junio de 2009, las Demandantes presentaron una Réplica sobre Daños y un Memorial de Contestación sobre Daños de la Reconvención, con documentación adjunta. La documentación adjunta incluyó, entre otros documentos, una cuarta declaración testimonial del Sr. Fernando Albuja, una segunda declaración testimonial del

Sr. Ian Davis, una quinta declaración testimonial del Sr. Gerald Ellis, una tercera declaración testimonial del Sr. Paul MacInnes, una declaración testimonial del Sr. John W. Morgan, una cuarta declaración testimonial del Sr. Andrew Patterson, una segunda declaración testimonial del Dr. Surendra Singh, un séptimo informe pericial del Dr. Hernán Pérez Loose, un informe pericial complementario de Netherland, Sewell & Associates, y un segundo informe pericial del Profesor Joseph P. Kalt.

59. Mediante carta del 11 de agosto de 2009, la Demandada objetó la admisibilidad de parte de las reclamaciones de las Demandantes. Mediante carta del 20 de agosto de 2009, las Demandantes presentaron observaciones a las objeciones de la Demandada. El 27 de agosto de 2009, la Demandada contestó a la respuesta de las Demandantes. El 28 de agosto de 2009, las Demandantes presentaron una refutación.

60. El 31 de agosto de 2009, el Tribunal emitió la Resolución Procesal No. 7 relativa a la objeción a la admisibilidad de ciertas reclamaciones de las Demandantes formulada por la Demandada.

61. El 8 de septiembre de 2009, la Demandada presentó una Dúplica sobre Daños y Contestación sobre Daños de la Reconvención, con documentación adjunta, la cual incluyó, entre otros documentos, una quinta declaración testimonial del Sr. Wilson Pastor Morris; una segunda declaración testimonial del Sr. Alberto Panchi; un quinto informe pericial del Dr. Juan Pablo Aguilar Andrade; un segundo informe pericial del Sr. Alfredo Corral Borrero; un segundo informe pericial del Sr. Daniel Johnston; un segundo informe pericial del Sr. Hernán Salgado Pesantes; y un segundo informe pericial de RPS Scotia.

62. El 21 de septiembre de 2009, el Tribunal informó por carta a las partes que no se encontraba en posición de emitir sus conclusiones sobre responsabilidad antes de la audiencia sobre daños de noviembre de 2009. El 2 de octubre de 2009, el Tribunal llevó a cabo una conferencia telefónica con las partes antes de la audiencia. La conferencia se grabó y se entregaron copias de las grabaciones de audio a las partes y a los miembros del Tribunal.

63. El 5 de octubre de 2009, el Tribunal emitió la Resolución Procesal No. 8 relativa a la producción de documentos.

64. El 15 de octubre de 2009, las Demandantes presentaron su Dúplica sobre Daños de la Reconvención, con documentación adjunta.

65. Mediante correo electrónico del 16 de octubre de 2009, las Demandantes informaron al Tribunal que, tal como se había solicitado durante la conferencia telefónica del 2 de octubre de 2009, las partes habían llegado a un acuerdo en cuanto a la manera en la que se celebraría la audiencia sobre daños.

66. El 29 de octubre de 2009, las partes, según lo solicitado por el Tribunal, presentaron simultáneamente los Escritos Preliminares Previos a la Audiencia. El 30 y 31 de octubre de 2009, ambas partes presentaron anexos adicionales con respecto a la audiencia sobre daños.

67. Del 3 al 7 de noviembre de 2009, el Tribunal llevó a cabo una audiencia sobre daños con las partes en la sede del Banco Mundial en París. Los tres miembros del Tribunal, el Sr. L. Yves Fortier, la Profesora Brigitte Stern y el Sr. David A.R. Williams,

asistieron a la audiencia. El Sr. Gonzalo Flores, Secretario del Tribunal, y la Sra. Renée Thériault, Asistente del Tribunal, también estuvieron presentes en la audiencia. Al comienzo de la audiencia, el Tribunal confirmó que (como ya se le había anticipado a las partes), pese a haber sostenido continuas deliberaciones, no le había resultado posible al Tribunal emitir su decisión sobre responsabilidad con anterioridad a la audiencia sobre daños. Dicha posibilidad había sido anticipada a las partes durante la audiencia de responsabilidad, pero, dado que las fechas de la audiencia sobre daños habían sido fijadas con considerable anticipación, las partes había decidido seguir adelante con la audiencia.

68. Durante la audiencia, las Demandantes estuvieron representadas por el Sr. Donald P. de Brier, la Sra. Laura Abrahamson, la Srta. Melissa Schoeb y el Sr. Diego Cattani de OPC; los Sres. David W. Rivkin, Marco Serrano, William Castledine y Claudio D. Salas y la Sra. Marjorie Menza y la Srta. Ruth Miller de Debevoise & Plimpton LLP; y por el Sr. Gaëtan Verhoosel y la Srta. Carmen Martínez López de Covington & Burling LLP.

69. Durante la audiencia, la República del Ecuador estuvo representada por el Dr. Diego García Carrión, Procurador General del Estado del Ecuador; los Sres. Álvaro Galindo y Francisco Paredes de la Procuraduría General del Estado del Ecuador; los Sres. Pierre Mayer, Eduardo Silva Romero, José Manuel García Represa, Philip Dunham, José Caicedo Demoulin, Juan Felipe Merizalde Urdaneta, Octavio Fragata Martins de Barros y Erik Johnston, de Dechert LLP; los Sres. George von Mehren, Howard Nicols, Dave Alexander y la Srta. Sarah Rathke y la Srta. Karen van Horn de Squire, Sanders (US) LLP.; el Cptn. Jorge Abarca de PetroEcuador; y el Dr. Andrés Donoso de Petroamazonas.

70. Durante la audiencia, los Sres. Rivkin y Verhoosel se dirigieron al Tribunal en representación de las Demandantes. Los Sres. García Carrión, von Mehren, Silva Romero, Mayer y Nicols y la Srta. Rathke se dirigieron al Tribunal en representación de la Demandada.

71. Durante los seis días de audiencia, los siguientes diecisiete testigos y peritos fueron interrogados por los abogados, bajo la supervisión del Tribunal: Fernando Albuja, S.P. Singh, John W. Morgan, Paul McInness, Ian Davis (por videoconferencia), Andrew Patterson, Gerald Ellis, Alberto Panchi, Wilson Pastor Morris, Hernán Pérez Loose, Hernán Salgado Pesantes, Juan Pablo Aguilar Andrade, Alfredo Corral Borrero, Lee George, Gene B. Wiggins, Joseph P. Kalt y Daniel Johnston.

72. El 18 de diciembre de 2009, de conformidad con las instrucciones del Tribunal, las partes presentaron simultáneamente (a) escritos posteriores a la audiencia sobre daños y (b) escritos posteriores a la audiencia sobre la Ley 42 (Enmienda a la LHC) y la Ley Interpretativa del IVA sobre daños, con documentación adjunta. La documentación adjunta de la Demandada incluyó, entre otros documentos, un tercer informe pericial del Sr. Daniel Johnston.

73. El 22 de enero de 2010, las partes presentaron simultáneamente (a) escritos posteriores a la audiencia de contestación sobre daños y daños de la reconvencción, y (b) escritos posteriores a la audiencia de contestación sobre la Ley 42 (Enmienda a la LHC) y la Ley Interpretativa del IVA sobre daños, con documentación adjunta.

74. El 4 de febrero de 2010, el Tribunal llevó a cabo una segunda audiencia sobre daños (argumentos de cierre) en la sede del Centro en Washington, D.C. Los tres miembros del Tribunal, el Sr. L. Yves Fortier, la Profesora Brigitte Stern y el Sr. David A.R. Williams, asistieron a la audiencia. El Sr. Gonzalo Flores, Secretario del Tribunal, y la Sra. Renée Thériault, Asistente del Tribunal, también estuvieron presentes en la audiencia.

75. Durante la audiencia, las Demandantes estuvieron representadas por el Sr. Donald P. de Brier, la Sra. Laura Abrahamson y el Sr. Gerald Ellis de OPC; los Sres. David W. Rivkin, Marco Serrano y Claudio D. Salas y la Sra. Marjorie Menza y la Srta. Kimberley Dettman de Debevoise & Plimpton LLP; y por el Sr. Gaëtan Verhoosel y la Srta. Carmen Martínez López de Covington & Burling LLP.

76. Durante la audiencia, la República del Ecuador estuvo representada por el Dr. Diego García Carrión, Procurador General del Estado del Ecuador; los Sres. Álvaro Galindo, Francisco Paredes y Felipe Aguilar de la Procuraduría General del Estado del Ecuador, los Sres. Pierre Mayer, Eduardo Silva Romero, José Manuel García Represa, Philip Dunham y José Caicedo Demoulin de Dechert LLP; los Sres. George von Mehren, Howard Nicols y Christopher Panek y la Srta. Sarah Rathke y la Srta. Rachel Harris de Squire, Sanders (US) LLP; y los Sres. José Murillo y Geovanny Nuñez de PetroEcuador.

77. Durante la audiencia, los Sres. Rivkin y Verhoosel se dirigieron al Tribunal en representación de las Demandantes. Los Sres. García Carrión, von Mehren, Silva Romero, Mayer, Nicols y García Represa se dirigieron al Tribunal en representación de la Demandada.

78. El 15 de febrero de 2011, el Presidente del Tribunal escribió a las partes lo siguiente:

... El Tribunal ha llegado al punto en sus deliberaciones en que requiere la asistencia de los peritos de ambas partes, el Sr. Joseph Kalt y el Sr. Daniel Johnston, para que lo ayuden a determinar el cálculo adecuado de los daños y perjuicios.

Por lo tanto, de conformidad con la Regla 34(2) de las Reglas de Arbitraje del CIADI, el Tribunal solicita a las partes que presenten a los Sres. Kalt y Johnston para realizar una consulta con el Tribunal en la sede del CIADI en Washington a las 10.30 a.m. el miércoles 27 de abril de 2011. Si las partes están de acuerdo, el Tribunal desearía realizar una consulta con los peritos de las partes a solas, sin la presencia de los abogados.

79. El 23 de febrero de 2011, el Presidente del Tribunal, en respuesta a la reacción de las partes a su carta del 15 de febrero de 2011, escribió a las partes lo siguiente:

En nombre del Tribunal, acuso recibo de las respuestas de las partes, de cuyo contenido hemos tomado conocimiento.

Para ser claro, el Tribunal reitera que sus deliberaciones continúan. El Tribunal solicita a las partes que reserven el día 27 de abril de 2011 para realizar una consulta con los Sres. Kalt y Johnston. Una vez más, para ser claro, dicha consulta no se llevará a cabo sin la presencia de los abogados a menos que ambas partes estén de acuerdo.

Por último, el Tribunal advierte que ambas partes solicitan que se les informe las cuestiones que desea debatir con sus peritos. El Tribunal está de acuerdo. Tal información se comunicará a las partes una vez que la consulta del 27 de abril de 2011 se haya confirmado definitivamente. Se invita a las partes a que confirmen su disponibilidad en la fecha propuesta, así como la de sus peritos, a más tardar el lunes 7 de marzo de 2011....

80. El 11 de marzo de 2011, el Tribunal emitió la Resolución Procesal No. 9, en relación con la producción de informes periciales adicionales. En su Resolución, el Tribunal advirtió que “[e]n caso de que el Tribunal, una vez finalizada la primera fase de sus deliberaciones, falle positivamente respecto de la cuestión de responsabilidad, se deberá determinar el valor justo de mercado del Bloque 15 al 16 de mayo de 2006 ... [P]ara asistir al Tribunal en la continuación de sus deliberaciones, el Tribunal considera

necesario requerir la asistencia de los peritos de las partes con respecto a ciertas cuestiones relativas a la determinación del valor justo de mercado del Bloque 15 al 16 de mayo de 2006”. Por consiguiente, el Tribunal invitó a los peritos de las partes, el Profesor Kalt y el Sr. Johnston, a “consultarse y elaborar de manera conjunta un informe donde proporcionen un cálculo del valor justo de mercado del Bloque 15 al 16 de mayo de 2006, utilizando el método de flujos de fondos descontados”. El Tribunal además estableció un procedimiento para que las partes realizaran comentarios sobre el informe pericial conjunto y dejó sin efecto la fecha de consulta del 27 de abril de 2011.

81. Según lo solicitado por el Tribunal, el 11 de abril de 2011, los peritos de las partes, el Profesor Joseph P. Kalt y el Sr. Daniel Johnston, emitieron un Informe Pericial Conjunto, el cual se envió a las partes y a los miembros del Tribunal.

82. De conformidad con las instrucciones del Tribunal en la Resolución Procesal No. 9, ambas partes presentaron observaciones al Informe Pericial Conjunto el 18 de abril de 2011.

83. El 1 de mayo de 2011, el Tribunal informó a las partes su decisión de llevar a cabo una audiencia en la sede del Centro en Washington D.C. con las partes y sus peritos, el Profesor Kalt y el Sr. Johnston.

84. El 13 de mayo de 2011, el Tribunal emitió la Resolución Procesal No. 10, donde proporcionó instrucciones para las partes con respecto a la organización de una audiencia de un día a celebrarse el 30 de junio de 2011 en la sede del Centro en Washington D.C. En dicha Resolución, el Tribunal solicitó que el Profesor Kalt y el Sr. Johnston se

consultaran nuevamente y emitieran de manera conjunta para el Tribunal, como máximo el 10 de junio de 2011, un informe complementario donde abordaran los comentarios de las partes. El Tribunal solicitó a los dos peritos que estuvieran presentes en la audiencia del 30 de junio para asistir al Tribunal y responder las preguntas que éste pudiera efectuarles.

85. El 10 de junio de 2011, el Profesor Kalt y el Sr. Johnston presentaron a las partes y al Tribunal su Informe Pericial Conjunto Complementario. El 17 de junio de 2011, ambas partes presentaron observaciones al Informe Pericial Conjunto Suplementario, según lo previsto en la Resolución Procesal No. 10.

86. El 20 de junio de 2011, el Tribunal emitió la Resolución Procesal No. 11, donde proporcionó instrucciones adicionales para los peritos de las partes.

87. El 24 de junio de 2011, el Profesor Kalt y el Sr. Johnston, en virtud de los términos de la Resolución Procesal No. 11, presentaron a las partes y al Tribunal un Segundo Informe Pericial Conjunto Suplementario.

88. Según lo previsto, el Tribunal llevó a cabo una audiencia de un día en la sede del Centro en Washington D.C. el 30 de junio de 2011. Los tres miembros del Tribunal, el Sr. L. Yves Fortier, la Profesora Brigitte Stern y el Sr. David A.R. Williams, asistieron a la audiencia. El Sr. Gonzalo Flores, Secretario del Tribunal, y la Sra. Renée Thériault, Asistente del Tribunal, también estuvieron presentes en la audiencia.

89. Durante la audiencia, las Demandantes estuvieron representadas por la Sra. Laura Abrahamson y los Sres. Paul MacInnes y Gerald Ellis de OPC; los señores David W.

Rivkin, Greg Senn, Julian S. Manu-Sarbeng, Vonn Ricks y Kirk Monroe y las Sras. Marjorie Menza y Bethany A. Davis Noll de Debevoise & Plimpton LLP. El perito de las Demandantes, el Profesor Joseph P. Kalt, el Sr. Stephen Makowka y la Srta. Nandana Thomas, de Compass Lexecon, también estuvieron presentes durante la audiencia.

90. Durante la audiencia, la República del Ecuador estuvo representada por el Dr. Diego García Carrión, Procurador General del Estado del Ecuador, el Sr. Francisco Grijalva, la Srta. Christel Gaibor y la Srta. Gianina Osejo de la Procuraduría General del Estado del Ecuador; los Sres. George von Mehren, Howard Nicols y la Srta. Rachel Harris de Squire, Sanders (US) LLP; los Sres. Eduardo Silva Romero, Philip Dunham y Álvaro Galindo de Dechert LLP. El perito de la Demandada, el Sr. Daniel Johnston, así como los Sres. Erick Johnston y René Daigre, también estuvieron presentes durante la audiencia.

91. Al comienzo de la audiencia, el Presidente del Tribunal hizo la siguiente declaración:³

Como recordarán las partes el 15 de febrero 2011, el Tribunal informó a las partes que había llegado a un punto en sus deliberaciones, tanto en cuanto a la responsabilidad y la cuantía, en que requería la ayuda de las dos partes y sus peritos de daños, el profesor Joseph Kalt y el señor Daniel Johnston. En forma más específica el Tribunal declaró que [si] luego de completar la primera fase de sus deliberaciones [...] tenía -- llegaba a una decisión favorable [en cuanto a responsabilidad] después de la primera fase, tenía que determinar el valor justo de mercado del Bloque15 a partir de o a la fecha de 16 de mayo de 2006. En el caso de que decidiera utilizar el método del flujo de efectivo actualizado para determinar este valor, el Tribunal era de opinión que el profesor Kalt y el señor Johnston, que anteriormente habían dado prueba sobre el uso de este

³ Transcripciones de la audiencia (30 de junio de 2011) páginas 11-12.

método, podrían responder ciertas preguntas específicas y ayudar con algunos de los cálculos necesarios.

Durante la audiencia, los miembros del Tribunal formularon preguntas a los peritos y los abogados de las partes.

92. El 6 de octubre de 2011, el Presidente del Tribunal, en nombre del Tribunal, escribió a las partes lo siguiente:

Los miembros del Tribunal continúan sus intensas deliberaciones. El Tribunal lamenta haber demorado más de lo deseado en finalizar su decisión. Sin embargo, las partes han planteado al Tribunal, en sus extensas presentaciones escritas y orales, un sinnúmero de cuestiones de hecho y de derecho, todas las cuales deben ser analizadas y resueltas. El Tribunal confía que sus deliberaciones finalizarán pronto y que se emitirá una decisión poco después.

En los últimos días, el Tribunal ha estado abordando una cuestión que, en su opinión, ninguna de las partes ha tratado integralmente en sus presentaciones anteriores. Dicha cuestión se relaciona con la interpretación del Acuerdo de Farmout y el Contrato de Operación Conjunta.

La Demandada sostiene [...] que el cálculo de los daños y perjuicios (de haberlos) que se concedan a las Demandantes bajo las circunstancias debe limitarse a una participación del 60% en el Bloque 15 debido a la transferencia de las Demandantes a AEC bajo los términos del Acuerdo de Farmout del 40% de su participación bajo el Contrato de Participación. Las Demandantes no aceptan lo manifestado por la Demandada [...].

La cláusula de derecho aplicable del Acuerdo de Farmout establece:

Este Contrato se regirá y se interpretará y aplicará de acuerdo con las leyes del Estado de Nueva York, Estados Unidos de América, excluyéndose cualquier selección de reglamento de derecho o conflicto con principios de derechos que refiriesen el asunto a las leyes de otra jurisdicción, excepto en la medida que las leyes de Ecuador requieran la aplicación de las leyes de Ecuador a los Contratos Participativos y al Bloque 15 u otra propiedad situada u operaciones o actividades realizadas en Ecuador.

El Tribunal advierte que las Demandantes argumentaron que la transferencia de un “interés económico” a AEC no se consideraría una cesión según el derecho de Nueva York y que, en consecuencia, no se habría incumplido la prohibición de cesión prevista en el Artículo 16(1) del Contrato de Participación [...]. Por consiguiente, las Demandantes no analizaron el efecto y la validez de una cesión (suponiendo que hubiera efectivamente ocurrido una cesión como producto del Acuerdo de Farmout y del Contrato de Operación Conjunta), en contravención

del Artículo 16(1) del Contrato de Participación y el Artículo 79 de la Ley de Hidrocarburos. Las Demandantes tampoco analizaron el derecho ecuatoriano y neoyorquino en este sentido. El Tribunal advierte, asimismo, que la Demandada argumentó que el derecho neoyorquino es irrelevante en cuanto a la cuestión de si una cesión bajo el Acuerdo de Farmout y el Contrato de Operación Conjunta (de haberla) constituye una contravención al derecho ecuatoriano (Memorial de Contestación sobre Responsabilidad, párrafo 185).

En síntesis, ninguna de las partes, en sus presentaciones sobre daños, hizo referencia al efecto del Artículo 79 de la Ley de Hidrocarburos o al Artículo 16(1) del Contrato de Participación basadas en el supuesto de que había ocurrido una cesión de derechos como producto del Acuerdo de Farmout y del Contrato de Operación Conjunta.

El Tribunal ahora invita a las partes a que supongan que ocurrió una cesión de derechos como producto del Acuerdo de Farmout y del Contrato de Operación Conjunta. En función de tal supuesto, se solicita a las partes que realicen un análisis detallado del efecto de una cesión de derechos realizada en virtud de un contrato regido por el derecho de Nueva York (es decir, el Acuerdo de Farmout y el Contrato de Operación Conjunta) en contravención de una cláusula de prohibición de cesión prevista en un contrato regido por el derecho ecuatoriano (es decir, el Artículo 16(1) del Contrato de Participación) y en contravención del Artículo 79 de la Ley de Hidrocarburos. Se solicita además a las partes que aborden el derecho neoyorquino y el derecho ecuatoriano y realicen las presentaciones pertinentes, incluso aunque una o ambas partes consideren que, por algún motivo, el derecho neoyorquino o ecuatoriano no resulta relevante a los fines de determinar el efecto del Acuerdo de Farmout y el Contrato de Operación Conjunta.

Los escritos de las partes se intercambiarán de manera simultánea y se presentarán al Tribunal en el plazo de 28 días contados desde el día de la fecha. El Tribunal luego decidirá si es necesario presentar escritos de contestación.

Si bien las partes podrán hacer referencia a nuevas autoridades legales con sus respectivas presentaciones, no podrán presentar ningún documento que no forme parte ya del expediente.

93. El 3 de noviembre de 2011, las partes presentaron simultáneamente escritos en respuesta a las instrucciones del Tribunal del 6 de octubre de 2011. Según las directivas del Tribunal, las partes presentaron simultáneamente escritos de respuesta el 22 de noviembre de 2011.

94. El 16 de diciembre de 2011, la Sra. Thériault, asistente del Tribunal, dejó el estudio jurídico sucesor de Ogilvy Renault, Norton Rose OR, y en consecuencia cesó en sus funciones.

95. El 23 de febrero de 2012, el Presidente del Tribunal, en nombre del Tribunal, escribió a las partes lo siguiente:

...Los miembros del Tribunal se han consultado respecto de la posibilidad de programar una audiencia en persona, según lo solicitado por la Demandada, con el fin de abordar verbalmente las cuestiones planteadas por el Tribunal en su comunicación del 6 de octubre de 2011 a las partes sobre las cuales éstas presentaron extensos escritos el 3 y el 22 de noviembre de 2011.

Si bien el Tribunal mantiene su postura de que no es necesario realizar una audiencia, advierte que las Demandantes, en su comunicación del 20 de febrero, manifestaron que no tenían objeciones respecto de la celebración de una audiencia. En tales circunstancias, el Tribunal ha decidido acceder a la solicitud de la Demandada y programar, con carácter perentorio, una audiencia a celebrarse en Londres el jueves 12 de abril de 2012. La audiencia comenzará a las 10 a.m. y finalizará a las 5 p.m.

Se invita a las partes a consultarse y acordar un cronograma para la audiencia, el cual comunicarán al Tribunal a más tardar el 23 de marzo de 2012.

Las partes quedan en conocimiento ahora de que, inmediatamente después de la audiencia del 12 de abril, el Tribunal declarará cerrado el procedimiento de conformidad con la Regla 38 de Arbitraje del CIADI

96. De conformidad con las directivas del Tribunal, se llevó a cabo con las partes una audiencia en Londres, Reino Unido, el 12 de abril de 2012. Los tres miembros del Tribunal, el Sr. L. Yves Fortier, la Profesora Brigitte Stern y el Sr. David A.R. Williams, asistieron a la audiencia. El Sr. Gonzalo Flores, Secretario del Tribunal, también estuvo presente en la audiencia.

97. Durante la audiencia, las Demandantes estuvieron representadas por el Sr. Donald P. de Brier, la Sra. Laura Abrahamson, el Sr. Michael L. Preston y el Sr. Gerald Ellis de

OPC; el Sr. David W. Rivkin y la Sra. Marjorie Menza de Debevoise & Plimpton LLP; los Sres. Gaëtan Verhoosel y James O'Shea y la Srta. Carmen Martínez López de Covington & Burling, LLP.

98. Durante la audiencia, la República del Ecuador estuvo representada por el Dr. Diego García Carrión, Procurador General del Estado del Ecuador, la Srta. Christel Gaibor y la Srta. Gianina Osejo de la Procuraduría General del Estado del Ecuador; los Sres. George von Mehren, y Stephen P. Anway de Squire, Sanders (US) LLP.; los Sres. Eduardo Silva Romero y Pierre Mayer y la Srta. Audrey Caminades de Dechert LLP; y S. E. Embajadora Ana Albán, Embajadora del Ecuador ante el Reino Unido.

99. Durante la audiencia, los Sres. Rivkin y Verhoosel se dirigieron al Tribunal en representación de las Demandantes. El Dr. García Carrión y los Sres. von Mehren, Anway, Silva Romero y Mayer se dirigieron al Tribunal en representación de la Demandada.

100. Al finalizar la audiencia, el Presidente del Tribunal, de conformidad con la Regla 38(1) de las Reglas de Arbitraje del CIADI, declaró cerrado el procedimiento e invitó a las partes a presentar las declaraciones de los costos incurridos por ellas en el curso de este procedimiento.

101. De conformidad con las instrucciones del Tribunal, las partes presentaron simultáneamente sus Declaraciones de Costos el 30 de abril de 2012 (corregidas por la Demandada el 9 de julio de 2012 y las Demandantes el 16 de julio de 2012).

102. Como demuestra sobradamente la historia procesal de este caso, el presente procedimiento ha sido muy extenso. De hecho, la historia procesal de este arbitraje detallada anteriormente no es exhaustiva. Desde el comienzo, las partes han planteado un sinnúmero de cuestiones de hecho y de derecho relativas a medidas provisionales, competencia, cuestiones de fondo y responsabilidad. Asimismo, el Tribunal, a lo largo de este procedimiento de arbitraje, ha debido abordar numerosos pedidos y solicitudes procesales, todos los cuales han sido objeto de extensos y minuciosos escritos presentados por las partes, lo que produjo literalmente miles de páginas de presentaciones y anexos. El Tribunal considera que es innecesario describir dichas presentaciones más allá del resumen que antecede.

103. Como se ha observado, el Tribunal ha emitido una Decisión sobre la Solicitud de Medidas Provisionales de las Demandantes, con una extensión de 47 páginas, una Decisión sobre Competencia de 44 páginas y 11 importantes Resoluciones Procesales. Las Demandantes han presentado 32 declaraciones de 14 testigos y 15 informes de 5 peritos. Por su parte, la Demandada ha presentado 18 declaraciones de 11 testigos y 17 informes de 7 peritos. Las Demandantes han presentado 662 anexos y 667 autoridades legales y la Demandada 379 anexos y 378 autoridades legales. En total, han habido 9 audiencias, completando 22 días, desde la Primera Sesión del Tribunal el 2 de mayo de 2007. Las numerosas presentaciones escritas de las Demandantes constan de 2.226 páginas y las de la Demandada, de 1.964 páginas. Las transcripciones de todo el procedimiento constan de 5.291 páginas.

104. El Tribunal desea reconocer la dedicación y el profesionalismo de los abogados tanto de las Demandantes como de la Demandada que han asistido al Tribunal a lo largo de este arbitraje.

II. ANTECEDENTES DE HECHO

A. Introducción

105. El presente arbitraje se refiere a diversos supuestos incumplimientos por parte de Ecuador conforme a la legislación interna y al derecho internacional, especialmente bajo el Tratado entre la República del Ecuador y los Estados Unidos de América sobre Promoción y Protección Recíproca de Inversiones (el “Tratado” o el “TBI”). Además, las Demandantes fundan su reclamo en un acuerdo denominado “Contrato de Participación”, de fecha 21 de mayo de 1999, celebrado entre OEPC, Ecuador y PetroEcuador en relación con la exploración y explotación de hidrocarburos en lo que se ha denominado “Bloque 15” en la Amazonía ecuatoriana. El 15 de mayo de 2006, el Ministro de Energía y Minas del Ecuador dictó el Decreto de Caducidad del Contrato de Participación, lo que dio lugar a la terminación del Contrato de Participación.

106. A modo de introducción, el Tribunal recuerda que la reparación pretendida por las Demandantes se encuentra descrita en la Solicitud de Arbitraje en los siguientes términos:

Las Demandantes solicitan respetuosamente que se dicte un laudo en su favor, por el cual:

- (a) Se declare que las Demandadas han incurrido en incumplimiento de las obligaciones que les imponen el Contrato de Participación y los Acuerdos Operativos, el Tratado y el derecho ecuatoriano e internacional;

- (b) Se ordene a las Demandadas que declaren nulo y carente de valor el Decreto de Caducidad y restablezcan plenamente los derechos de OEPC conforme al Contrato de Participación y a los Acuerdos Operativos;
- (c) Se ordene a las Demandadas que indemnicen a las Demandantes por todos los daños y perjuicios causados por sus incumplimientos, incluidos los costos y gastos de este procedimiento, por montos que se determinarán en la audiencia, y que a juicio de las Demandantes superarán los \$1.000 millones;
- (d) Se ordene a las Demandadas que paguen a las Demandantes intereses por todas las sumas que sean condenadas a pagarles, cuyo monto se determinará en la audiencia, y que disponga toda otra reparación admisible y apropiada en las circunstancias del caso”.

107. Asimismo, el Tribunal recuerda que, en respuesta, la Demandada, negó las acusaciones de incumplimiento y presentó una reconvencción en la que planteaba lo siguiente:

Ecuador respetuosamente solicita al Tribunal que:

1. Declare que Ecuador ha cumplido con todas sus obligaciones en virtud del Contrato de Participación, de la ley del Ecuador y del Tratado y rechace todas las reclamaciones de los Demandantes con pérdida de derecho a un nuevo juicio.
2. Declare que las Demandantes han violado el Contrato de Participación al utilizar canales diplomáticos e interponer recursos frente al Gobierno de los Estados Unidos en relación con los conflictos derivados de o relacionados con el cumplimiento del Contrato de Participación, contraviniendo la Cláusula 22.2.1.
3. Declare que las reclamaciones de las Demandantes en este arbitraje no fueron hechas de buena fe y, por el contrario, se alegaron ya sea por negligencia o con el fin de causar algún daño al Ecuador, daño que de hecho fue ocasionado.
4. Declare que Ecuador sufrió daños y perjuicios derivados de la violación del contrato por parte de las Demandantes, de las reclamaciones de mala fe/abuso del derecho, de la destrucción del funcionamiento del Bloque 15 y de la negativa a pagar los cargos por cesión y ordene a las Demandantes a pagar por tales daños y perjuicios un monto sujeto a prueba;

5. Ordene a las Demandantes pagar intereses sobre este monto según tasas legales vigentes;
6. Ordene a las Demandantes pagar los gastos correspondientes a este arbitraje, incluidos todos los costos pagados al CIADI y al Tribunal, junto con los honorarios y erogaciones de los abogados ecuatorianos, así como los intereses sobre los cargos mencionados.

108. Para poder comprender cabalmente el análisis y las decisiones del Tribunal respecto de la responsabilidad, es necesario exponer detalladamente el conjunto de hechos revelados por la prueba oral y escrita producida por las partes durante el presente arbitraje. A continuación, el Tribunal procederá a exponer los hechos.

B. Desarrollo y operación del Bloque 15 de Ecuador por parte de OEPC

109. La porción de tierra en Ecuador denominada Bloque 15 abarca aproximadamente 200.000 hectáreas y se encuentra ubicada a varios cientos de kilómetros al este de Quito, en la región productora de petróleo más prolífica del Ecuador, conocida como la Cuenca Oriente, en las profundidades de la selva tropical de la Amazonía ecuatoriana.

110. En el área occidental del Bloque 15, se encuentran los yacimientos petrolíferos de Limoncocha, Yanaquincha y el Complejo Indillana, y en el área oriental, se encuentra el yacimiento Edén Yuturi. Los yacimientos Limoncocha y Edén Yuturi se encuentran ubicados parcialmente dentro del Bloque 15 y parcialmente fuera de dicho bloque. Dichos yacimientos sobrepasan el límite entre el Bloque 15 y las propiedades administradas por Petroproducción, la filial operativa de PetroEcuador. De conformidad con la Ley de Hidrocarburos de Ecuador (la “LHC”), una vez que el Ministro de Energía y Minas declara que este tipo de yacimientos son comunes a un contratista y a PetroEcuador, los yacimientos deberán “unificarse” y ser administrados conjuntamente

por la contratista y por Petroproducción conforme a los convenios de explotación unificada.

111. OEPC inició sus actividades en Ecuador el 25 de enero de 1985, cuando celebró un contrato de servicios con *Corporación Estatal Petrolera Ecuatoriana* (actualmente denominada PetroEcuador)⁴. En virtud de dicho contrato, OEPC prestaba servicios relativos a la exploración y producción de petróleo en el Bloque 15 (el “Contrato de Servicios”).

112. En virtud del Contrato de Servicios, OEPC prestaba la totalidad de los servicios requeridos para la producción de petróleo en el Bloque 15. Dichos servicios incluían desde la identificación de potenciales depósitos de petróleo a través de actividades exploratorias, hasta actividades de extracción de petróleo. Si OEPC descubría petróleo, se le reembolsaban los costos y las inversiones, conforme a las condiciones y fórmulas establecidas en el contrato. No obstante, el 100% del petróleo crudo producido era propiedad de PetroEcuador.

113. En el momento en que se firmó el Contrato de Servicios, el Bloque 15 se encontraba relativamente inexplorado. Por este motivo, OEPC enfocó inicialmente sus tareas en la identificación de potenciales reservas para su explotación. Transcurridos ocho años de exploración, en 1993, OEPC inició las actividades de producción en el Bloque 15. En mayo de 1993, OEPC y PetroEcuador celebraron, además, un convenio de explotación unificada para operar conjuntamente el yacimiento Limoncocha. La fecha de

⁴ Hoy, *Empresa Pública de Hidrocarburos del Ecuador*.

finalización del convenio de explotación unificada era aquella en la que finalizaría el Contrato de Servicios.

C. El Contrato de Participación

114. En 1993, Ecuador reformó su LHC para permitir la negociación de los “contratos de participación”. En esencia, un contrato de participación es un tipo de contrato de participación en la producción: aquel por el cual el Estado y los contratistas participan en la producción de petróleo crudo, y los gastos son costeados por la contratista. Este modelo contractual le otorgó un interés en la producción a los productores que tornó los riesgos de exploración más atractivos. Además, le garantizó a Ecuador las ganancias provenientes de su participación en la producción, dado que ya no tenía gastos asociados con la producción de petróleo.

115. En enero de 1997, OEPC y Ecuador comenzaron a negociar su contrato de participación. Las negociaciones se extendieron por aproximadamente dos años y, finalmente, el 21 de mayo de 1999 las partes celebraron el Contrato de Participación (el “Contrato de Participación” antes definido). Según lo dispuesto en la Cláusula 1, el contrato fue celebrado entre el “Estado ecuatoriano, por intermedio de [...] Petroecuador [...] [y] la Compañía Occidental Exploration and Production Company, sucursal Ecuador”. De acuerdo con la Cláusula 6.1 del Contrato de Participación, OEPC tenía el derecho a desarrollar y explotar el Complejo Indillana, denominado como el Área Base en el Contrato, hasta 2012, así como otros yacimientos en los que la producción comenzó luego de que las partes celebraran el Contrato de Participación, tales como Edén Yuturi y Yanaquincha y, posiblemente, los yacimientos Paka Sur y Paka Norte, hasta 2019.

116. El Contrato de Participación, donde se establecía expresamente que el mismo iba a regirse “exclusivamente por la legislación ecuatoriana”, modificó las condiciones bajo las que OEPC operaba en Ecuador. En virtud de la Cláusula 4.2 del Contrato de Participación, ya no se reembolsarían los gastos de exploración y producción del Bloque 15 a OEPC. A cambio de aceptar la obligación de explorar, desarrollar y explotar el Bloque 15, y por soportar todos los gastos asociados con dichas actividades, OEPC recibía un porcentaje del petróleo producido en el Bloque 15, referido como la “participación” de OEPC. La Cláusula 4.3 disponía que el “Contratista deberá invertir los capitales y utilizar personal, equipos, maquinarias y tecnología necesarios para el cabal cumplimiento de dichas actividades, a cambio de lo cual la Contratista recibirá, como participación, el porcentaje de la Producción Fiscalizada establecido en la cláusula 8.1”. Asimismo, OEPC tenía diversas obligaciones bajo el Contrato de Participación, las cuales incluían el pago de impuestos y aranceles, proveer cierta información a Ecuador en forma periódica, establecer buenas relaciones con la comunidad y proteger el medio ambiente.

117. El monto de la participación de OEPC se determinó sobre la base de la ecuación descrita en la mencionada Cláusula 8.1. Dicha ecuación tomaba en cuenta un número de factores, tales como el yacimiento, la tasa de producción y ciertos porcentajes acordados. A fines de 2005, la participación de OEPC era, aproximadamente, el 70% del petróleo producido por el Bloque 15. No obstante, una vez deducidos los gastos, impuestos y otras cargas, entre 1999 y 2006, OEPC habría recibido alrededor del 30% de las ganancias totales netas.

118. La Cláusula 8.5 establecía la participación de Ecuador en el petróleo producido por el Bloque 15. Dicha participación se calculó como el saldo del petróleo producido por el Bloque 15 por sobre la participación de OEPC. En virtud de la Cláusula 5.1.2, OEPC tenía la obligación de “[e]ntregar a Petroecuador la Participación del Estado en el Centro de Fiscalización y Entrega”.

119. El Tribunal observa, dado que esta disposición será analizada más adelante en el presente Laudo, que OEPC podía disponer libremente de su porcentaje en la producción del Bloque 15 a su entera discreción. En virtud de la Cláusula 5.3.2, OEPC tenía derecho de “[r]ecibir y disponer libremente de la Participación de la Contratista establecida en la cláusula 8.1 de este Contrato de Participación”. Si bien OEPC podía disponer libremente de su participación, su capacidad para transferir o ceder sus derechos y obligaciones en virtud del Contrato de Participación se encontraba sujeta a condiciones estrictas. Estas condiciones se encuentran en el Capítulo 16 del Contrato de Participación, titulado “De la transferencia y cesión”, en disposiciones que son el eje de la controversia del presente arbitraje. Estas disposiciones, que serán analizadas en mayor detalle más adelante en el presente Laudo, incluyen las siguientes:

16.1 La transferencia de este Contrato de Participación o la cesión a terceros de derechos provenientes del mismo deberán ser autorizadas por el Ministro del Ramo, de conformidad con las leyes y reglamentos vigentes; de manera especial se cumplirán las disposiciones previstas en el artículo 79 de la Ley de Hidrocarburos y en los Decretos Ejecutivos Nos. 809, 2713 y 1179.

16.2 La prohibición de transferir o ceder los derechos de este Contrato de Participación, sin la autorización del Ministerio del Ramo prescrita en el artículo 79 de la Ley de Hidrocarburos, no obsta para que puedan ser negociadas libremente las acciones de la Contratista sin necesidad de dicha autorización, a condición de que la negociación de dichas acciones no cambie, modifique o extinga la personalidad jurídica de la Contratista, ni constituya disminución en su

capacidad administrativa, financiera y técnica con relación a este Contrato de Participación.

[...]

16.4 Si la Contratista juzgare conveniente constituir consorcios o asociaciones para una o varias de las operaciones de explotación o exploración adicional, objeto de este Contrato de Participación, podrá hacerlo previa aceptación de PETROECUADOR y autorización del Ministerio del Ramo. Las obligaciones de la Contratista subsistirán en todas sus partes, y las compañías que formaren el consorcio o asociación serán solidariamente responsables por el cumplimiento de las mismas; y a este efecto extenderán las garantías correspondientes. El compromiso de solidaridad será requisito indispensable para que PETROECUADOR acepte la constitución de consorcios o asociaciones antes mencionados. PETROECUADOR mantendrá sus relaciones jurídicas directamente con la Contratista, tanto para exigir el cumplimiento de las obligaciones como para el reconocimiento del porcentaje de participación acordados.

16.5 La integración de tales consorcios o asociaciones, o el retiro de la Contratista de los mismos, sin autorización del Ministerio del Ramo constituirá causal para la declaratoria de caducidad de este Contrato de Participación.

[...]

120. El Tribunal también destaca que estas disposiciones se encontraban reflejadas en las disposiciones de “terminación y caducidad” del Contrato de Participación, las cuales establecían que “[e]ste Contrato de Participación terminará”, entre otros, por las siguientes causales:

21.1.1 Por declaratoria de caducidad emitida por el Ministerio del Ramo por las causales y bajo el procedimiento establecido en los artículos setenta y cuatro (74), setenta y cinco (75) y setenta y seis (76) de la Ley de Hidrocarburos, en lo que sean aplicables.

21.1.2 Por transferir derechos y obligaciones del Contrato de Participación, sin autorización del Ministerio del Ramo.

[...]

21.3 Para los efectos de caducidad y sanciones se aplicará lo dispuesto en el Capítulo IX de la Ley de Hidrocarburos.

121. En este contexto, el Tribunal también observa que dichas disposiciones del Contrato de Participación hacen referencia a numerosas disposiciones de la Ley de Hidrocarburos⁵ de Ecuador, en particular, las siguientes:

CAPITULO IX Caducidad, Sanciones y Transferencias

Art. 74. El Ministerio del Ramo podrá declarar la caducidad de los contratos, si el contratista:

[...]

11. Traspasare derechos o celebrare contrato o acuerdo privado para la cesión de uno o más de sus derechos, sin la autorización del Ministerio;

12. Integrare consorcios o asociaciones para las operaciones de exploración o explotación, o se retirare de ellos, sin autorización del Ministerio; y,

13. Reincidiere en infracciones a la Ley y sus reglamentos.

Art. 75. La declaración de caducidad de un contrato implica la inmediata devolución al Estado de las áreas contratadas, y la entrega de todos los equipos, maquinarias y otros elementos de exploración o de producción, instalaciones industriales o de transporte, sin costo alguno para PETROECUADOR y, además, la pérdida automática de las cauciones y garantías rendidas según la Ley y el contrato, las cuales quedarán a favor del Estado.

Art. 76. Previamente a la declaración de caducidad de un contrato, el Ministerio del Ramo notificará al contratista fijándole un plazo no menor de treinta ni mayor de sesenta días, contado desde la fecha de la notificación, para el cumplimiento de las obligaciones no atendidas o para que desvanezca los cargos.

Art. 77. El incumplimiento del contrato que no produzca efectos de caducidad o la infracción de la ley o de los Reglamentos se sancionará con una multa impuesta por el Director Nacional de Hidrocarburos, de doscientos a tres mil dólares estadounidenses, según la gravedad de la falta, además de la indemnización de los perjuicios y la reparación de los daños producidos.

[...]

Art. 79. La transferencia de un contrato o la cesión a terceros de derechos provenientes de un contrato, serán nulas y no tendrán valor alguno si no precede

⁵ Disposiciones de la LHC en vigencia desde el 15 de mayo de 2006.

autorización del Ministerio del Ramo, sin perjuicio de la declaración de caducidad según lo previsto en la presente Ley.

El Estado recibirá una prima por el traspaso y la empresa beneficiaria deberá celebrar un nuevo contrato en condiciones económicas más favorables para el Estado y para PETROECUADOR, que las contenidas en el contrato primitivo.

Como será evidente, las disposiciones contenidas en el Artículo 74(1) y en el Artículo 79 son de central importancia en este caso.

D. Los Convenios de Explotación Unificada de los Campos Unificados

122. En el transcurso de las negociaciones del Contrato de Participación, OEPC procuró celebrar un acuerdo global que le permitiera recibir la totalidad de los beneficios devengados de la operación del Bloque 15. De este modo, en la misma fecha en que se firmó el Contrato de Participación, OEPC y Petroproducción también celebraron convenios para la explotación unificada de las reservas comunes de los yacimientos Edén Yuturi y Limoncocha (los “Convenios de Explotación Unificada de los Campos Unificados”).

123. Conforme a la Cláusula 3.3 de los Convenios de Explotación Unificada de los Campos Unificados, OEPC y Petroproducción acordaron “[p]ara obtener mayor eficiencia y economía en la operación, [...] la administración del Campo Unificado, se tratará como parte de la administración del Bloque 15, siendo por tanto aplicables a este Convenio Operacional los mismos derechos y obligaciones de las Partes según el Contrato de Participación, en lo que fuere pertinente”.

124. Hubo una modificación significativa a las condiciones del Contrato de Participación respecto de dichos campos unificados. OEPC no era considerada la única operadora de los yacimientos Limoncocha y Edén Yuturi. Por el contrario, y a diferencia

de la Cláusula 4.2 del Contrato de Participación, en donde se le otorgaba a OEPC el “derecho exclusivo” de desarrollar y explotar el Bloque 15, la Cláusula 5.1 de los Convenios de Explotación Unificada de los Campos Unificados disponía que “[b]ajo el esquema de Gestión Compartida, la Contratista y PETROPRODUCCION constituyen la Operadora del Campo Unificado a partir de la Fecha Efectiva de este Convenio Operacional”.

125. Esta operación conjunta se logró mediante la creación de un comité de gestión compartida (el “Comité de los Campos Unificados”), que era el órgano ejecutivo responsable de la operación conjunta de los yacimientos Limoncocha y Edén Yuturi. El Comité de los Campos Unificados aprobó, entre otros asuntos, los presupuestos y planes de desarrollo, y recibía información sobre las operaciones diarias de los campos unificados.

126. El Tribunal observa que en 1999, año en el que se celebraron el Contrato de Participación y los Convenios de Explotación Unificada de los Campos Unificados, la producción de OEPC del Bloque 15 era de aproximadamente 28.000 barriles por día. Después de la firma de estos contratos, OEPC implementó un significativo programa de gastos de capital en el Bloque 15, lo cual habría incrementado la producción diaria del Bloque 15, que pasó de producir 28.000 barriles por día a producir más de 100.000, un nivel de producción que mantuvo a lo largo de 2006. La mayor parte de este aumento habría correspondido al yacimiento Edén Yuturi. Durante este período, el yacimiento pasó de haber sido completamente no desarrollado a producir el 70% del petróleo del Bloque 15.

E. El Acuerdo de Farmout con AEC

127. Con el fin de financiar la expansión de sus operaciones en Ecuador, OEPC buscaba celebrar un acuerdo que le otorgara los fondos necesarios y que al mismo tiempo diversificara y redujera su riesgo. Al mismo tiempo, Alberta Energy Corporation Ltd. (“AEC”), a través una compañía relacionada AEC International (“AECI” o “AEC”), buscaba expandir sus inversiones en Ecuador. Originalmente, AEC había considerado comprar el Bloque 15 directamente de OEPC en 1999 y adquirir dos compañías no vinculadas, City Investing y City Oriente, las cuales operaban los bloques ubicados al norte del Bloque 15. Sin embargo, si bien AEC efectivamente adquirió las compañías City ese año, no contactó a OEPC para una posible compra del Bloque 15 sino hasta el año 2000. El 15 de mayo de 2000, AEC le hizo una propuesta formal a OEPC para adquirir el interés de OEPC en el Bloque 15. OEPC rechazó la propuesta de AEC.

128. Más tarde, AEC propuso realizar un “*farmin*” en el Bloque 15. OEPC declaró ante el Tribunal que un acuerdo farmout con AEC era una alternativa interesante, ya que le permitía a OEPC continuar invirtiendo en el Bloque 15, pero con menos capital propio, y que a la vez le brindaba la posibilidad de diversificar su riesgo en el país. Las negociaciones culminaron el 9 de agosto de 2000 con la firma de una Carta de Intención, cuyo primer párrafo describía con cierto detalle el farmout propuesto como una transacción en dos etapas, como se transcribe a continuación:

1. PROPUESTA DE TRANSACCIÓN FARMIN

AEC International, una División de Alberta Energy Company Ltd., o su filial designada de propiedad directa o indirecta (conjuntamente “AECI”), adquirirían un interés económico del 40% de parte de OEPC en

el Bloque 15 mediante un acuerdo farmout, tal como se explica a continuación (la “Transacción Farmin”).

- (a) AECI celebraría un acuerdo farmout respecto del Bloque 15 para adquirir un interés económico del 40% de parte de OEPC sobre dicho bloque. El interés económico consistiría en un “interés de trabajo” o un “interés participativo”, pero no incluiría el título legal nominal sobre el Bloque 15 o un interés como parte del Contrato de Participación. En tanto que OEPC continuaría siendo propietaria del 100% del título legal sobre el interés participativo en el Bloque 15 en virtud del Contrato de Participación, OEPC tendría el 40% del interés económico de AECI en calidad de “nominado” o “fiduciario” con la obligación de transferir el título legal, sujeto a la obtención de las aprobaciones gubernamentales necesarias, en un plazo mutuamente acordado luego de que AECI pague todas las cantidades requeridas para ganar el interés. Con anterioridad a dicha transferencia, mientras que OEPC posee el interés de AECI en fideicomiso, OEPC estará obligada a representar el interés de AECI, como si AECI participara con un 40% del interés en virtud de un Contrato de Operación Conjunta estándar a ser celebrado entre las partes. Con posterioridad a dicha adquisición, la participación en los intereses económicos sobre el Bloque 15 será la siguiente (sujeto a las disposiciones del párrafo (b)):

OEPC	60%
AECI	40%

- (b) AECI ganaría su interés económico del 40% mediante el pago de un total de \$180 millones (sujeto a los aumentos que se indican a continuación) del porcentaje de OEPC sobre los gastos de exploración y desarrollo del Bloque 15. De estos \$180 millones deberán abonarse \$70 millones según se describe en la Cláusula 1(c) a continuación, más el 90% de la participación del 60% de OEPC (el “Arrastre de OEPC”) sobre: (A) el total de los gastos de capital a realizarse en relación con el desarrollo del Bloque 15, que incluyen, entre otros, los gastos derivados de la construcción de tuberías auxiliares o instalaciones relacionadas con la producción de petróleo crudo del Bloque 15 y (B) los gastos incurridos en virtud del Contrato de Participación por las actividades de perforación, exploración y explotación (conjuntamente, el “Capex del Bloque 15”), para los años calendario descriptos a continuación (cada uno, una “Cantidad de Arrastre Anual”), según el siguiente programa:

<u>Año calendario</u>	<u>Cantidad de Arrastre Anual</u>
2001	\$50 millones
2002	\$25 millones

2003	\$20 millones
2004	\$15 millones

Por cada año calendario anteriormente citado (un “Año”) AECI deberá pagar el Capex del Bloque 15 por su participación del 40%, más la Cantidad de Arrastre Anual para cubrir el Arrastre de OEPC, y la Cantidad de Arrastre Anual constituirá el límite máximo de la obligación de AECI de pagar el Arrastre de OEPC, sujeto a las siguientes condiciones:

- (i) si AECI cumple con el Arrastre de OEPC por cada Año, entonces, el Capex del Bloque 15 adicional para dicho Año deberá ser dividido entre OEPC y AECI como se dispone en el párrafo (a);
 - (ii) si la cantidad de Arrastre de OEPC para cualquier Año, excepto 2004, es menor a la Cantidad de Arrastre Anual para ese Año, AECI deberá añadir 110% de la cantidad de déficit (la “Cantidad Arrastrada”) a la Cantidad de Arrastre Anual para el Año siguiente, incrementando así la Cantidad de Arrastre Anual para el Año siguiente; y
 - (iii) si la cantidad de Arrastre de OEPC para el año 2004 es menor a la Cantidad de Arrastre Anual para ese Año, AECI deberá pagar a OEPC, a más tardar el 31 de enero de 2005, una cantidad igual a la cantidad de déficit en concepto de anticipo de AECI a OEPC de la participación del 60% de OEPC en el Capex del Bloque 15 a devengarse posteriormente. AECI y OEPC deberán actuar de buena fe y deberán emplear su mejor esfuerzo para realizar actividades de desarrollo, perforación, exploración y explotación del Bloque 15 para minimizar la cantidad de déficit para el año 2004.
- (c) En la fecha de Cierre, definida a continuación, AECI deberá pagar a OEPC la suma de \$70 millones como anticipo de AECI a OEPC por la participación del 60% de OEPC del Capex del Bloque devengado con posterioridad a la Fecha de Vigencia, definida a continuación, en exceso del Arrastre de OEPC. Sin perjuicio de la obligación de OEPC de utilizar estos \$70 millones y cualquier otra cantidad de déficit que deba pagarse a OEPC en virtud de la Cláusula 1(b)(iii) por su participación del 60% del Capex del Bloque 15, ninguna disposición de la presente prohibirá, limitará o de algún modo restringirá que OEPC otorgue la totalidad o parte de los \$70 millones y/o dicha cantidad de déficit en préstamo a una o más de sus filiales, a una tasa de interés de mercado razonable, debiendo ser dicho interés a favor de OEPC y utilizarse para pagar el Capex del Bloque 15 devengado con posterioridad a la Fecha de Vigencia en exceso del Arrastre de OEPC.

- (d) La fecha de vigencia de la Transacción de Farmin propuesta será el 1° de agosto de 2000 (la “Fecha de Vigencia”) y la fecha de cierre será aquella fecha y horario acordados por las Partes y tan pronto como sea posible (la “Fecha de Cierre”), sujeta al cumplimiento o la renuncia de las condiciones establecidas en la Sección 5 de esta carta. En la Fecha de Cierre, y con vigencia desde la Fecha de Vigencia, AECI adquirirá un interés económico del 40% en el Bloque 15 y un 40% del interés de OEPC (o su filial, según sea el caso), si lo hubiera, sobre el Proyecto del Oleoducto OCP.
- (e) Alberta Energy Company Ltd. y Occidental Oil and Gas Corporations instruirán a sus filiales respectivas a cumplir con sus obligaciones en virtud de los Documentos de la Transacción (según se los define a continuación).
- (f) OEPC será el Operador en virtud del Contrato de Operación Conjunta.

(Traducción del Tribunal)

129. Las negociaciones continuaron durante el final del verano y a principios del otoño. El 19 octubre de 2000, las partes celebraron el Acuerdo de Farmout (el “Farmout” o “Acuerdo de Farmout”), que incluía los términos inicialmente propuestos en la Carta de Intención. Asimismo, las partes firmaron un acuerdo operativo a fines de implementar el Farmout (el “Contrato de Operación Conjunta” o “JOA” (por su sigla en inglés) y, conjuntamente con el Acuerdo Farmout, los “Acuerdos Farmout”). No obstante lo anterior, las partes no cerraron el acuerdo sino hasta el 31 de octubre de 2000. El contrato surtió efectos con retroactividad al 1° de octubre de 2000, es decir, a comienzos del cuarto trimestre.

130. El Farmout, acuerdo regido por las leyes de Nueva York, establecía la existencia de dos etapas. Durante la primera etapa de la transacción, AEC adquirió un 40% del denominado “interés económico” en el Bloque 15. Básicamente, mediante contribuciones a las inversiones de OEPC en el Bloque 15, AEC adquirió el derecho al 40% del interés

de OEPC en la producción del Bloque 15. El Artículo II del Farmout, denominado “Farmout de Intereses en la Propiedad sujeta al Farmout”, provee una descripción de esta etapa. Las principales disposiciones del Artículo II del Farmout establecen lo siguiente:

Sección 2.01 Con vigor en la Hora de Vigencia y sujeto a obtener las aprobaciones gubernamentales requeridas, en caso de haberlas, OEPC acuerda en el momento del Cierre (tal como se define en la Sección 2.06) entregar en “farmout” y transferir a AECI, y AECI acuerda en el momento del Cierre asumir todas las obligaciones que se originen, se acumulen o surgen después de la Hora de Vigencia, respecto de un 40% de interés económico (el “Interés Farmout”) en la Propiedad Sujeta al Farmout, sujeto a que AECI pague las cantidades necesarias para ganar dicho interés tal como se indica y sujeto a los términos y disposiciones establecidos más adelante en este documento. El Interés Farmout a ser transferido a AECI a partir de la Hora de Vigencia incluye un “interés de trabajo” o “interés participativo” en los Contratos Participativos y el Bloque 15, excepto que no incluye el título legal nominal a un interés en el Bloque 15 o un interés como parte en los Contratos Participativos. OEPC continuará siendo propietaria del 100% del título legal de los Contratos Participativos, y de los intereses en el Bloque 15 otorgados o indicados en los Contratos Participativos; siempre y cuando, a partir de la Hora de Vigencia, OEPC posea el título legal del interés en la Propiedad Sujeta al Farmout representada por el Interés Farmout de AECI en los Contratos Participativos y el Bloque 15 como “nominada” con la obligación de traspasar el título legal de dicho interés a AECI, sujeto a la obtención de las aprobaciones gubernamentales necesarias, con prontitud después que AECI haya pagado todas las cantidades requeridas para ganar el interés en la Propiedad Sujeta al Farmout representada por el Interés Farmout, tal como se indique de aquí en adelante, y el gasto de dichas cantidades por parte de OEPC como Operador bajo el JOA para el Capex del Bloque 15 (tal como se define más adelante en este documento). Antes de dicho traspaso, mientras OEPC posee el título legal del interés de AECI en la Propiedad Sujeta al Farmout a favor de AECI, OEPC estará obligada, al riesgo, costo y gasto exclusivos de AECI, a actuar con respecto al Interés Farmout de AECI en la forma indicada ocasionalmente por AECI, como si AECI fuese una parte a los Contratos Participativos con posesión del título legal del 40% de interés en los Contratos Participativos y de los intereses otorgados en los mismos con respecto al Bloque 15, sujeto a y de acuerdo con los términos y disposiciones del JOA descrito en la Sección 2.02.

[...]

Sección 2.03 Durante el período de tiempo que según las leyes ecuatorianas OEPC tiene título legal del Interés Farmout a favor de AECI conforme a este Contrato, OEPC y AECI reconocen y acuerdan que se requerirá que se incluyan los aspectos impositivos atribuibles al Interés Farmout en las declaraciones tributarias ecuatorianas de la sucursal de OEPC registrada en Ecuador y que OEPC pagará la parte de los Impuestos Ecuatorianos correspondiente al Interés Farmout de AECI a favor de AECI. Si se lleva a cabo el Cierre, AECI acepta

reembolsar a OEPC todo Impuesto Ecuatoriano pagadero por OEPC o su sucursal en Ecuador, que sea atribuible al Interés Farmout. [...]

[...]

Sección 2.07 Si todas las aprobaciones gubernamentales requeridas, en caso de haberlas, para la transferencia a AECI del Interés Farmout conforme a la Sección 2.01 (siendo la transferencia de un interés económico en la Propiedad Sujeta al Farmout en la forma allí indicada, al contrario de la transferencia de un interés de título legal como se indica en la Sección 4.01) no se han obtenido a más tardar el 31 de marzo de 2001, entonces cualquier parte del presente puede decidir, a su opción, terminar este Contrato mediante una notificación por escrito presentada a las otras partes, con lo cual este Contrato se terminará sin otra responsabilidad u obligación de ninguna de las partes. [...]

131. La segunda etapa del Farmout se encuentra descrita en el Artículo IV del Acuerdo de Farmout, titulado “Cesión de Título Legal”. La Sección 4.01 establecía que la segunda etapa sólo comenzaría una vez cumplidas las siguientes dos condiciones: que AEC hubiere realizado los pagos requeridos y que el gobierno hubiere otorgado la autorización previa:

Sección 4.01 Con prontitud después que AECI haya efectuado todos los pagos del Arrastre de OEPC indicados en las Secciones 3.03, 3.04 y 3.05, y que OEPC como Operador bajo el JOA haya gastado dichas cantidades para el Capex del Bloque 15, OEPC y AECI deberán celebrar y entregar los documentos que sean necesarios para traspasar el título legal a AECI como parte de los Contratos Participativos y como propietaria de dicho 40% de interés económico (sujeto a obtener las aprobaciones gubernamentales requeridas). Toda prima de transferencia o cargo administrativo aplicado por una agencia o departamento gubernamental con respecto a dichas transacciones será pagada por AECI.

132. A cambio del interés económico sobre la producción del Bloque 15, AEC acordó pagar el 40% de los gastos operativos y de capital originados con ocasión del desarrollo del Bloque 15. La Sección 2.02 del Farmout disponía lo siguiente:

Entre OEPC y [AEC], [AEC] después del Cierre estará obligada y acepta cumplir con todas las obligaciones y asumir y pagar todos los costos, cargos, gastos y responsabilidades atribuibles al Interés Farmout en los Contratos Participativos y en el Bloque 15 [...].

133. Asimismo, AEC se comprometió a pagar, aproximadamente, \$180 millones en concepto de costos de desarrollo histórico de OEPC. En virtud de la Sección 3.02, aproximadamente \$70 millones debían abonarse en el momento del Cierre. Según lo dispuesto por la Sección 3.03, AEC debía abonar el saldo en los siguientes cuatro años, de acuerdo al siguiente esquema: \$50 millones en 2001, \$25 millones en 2002, \$20 millones en 2003 y \$15 millones en 2004.

134. En su Artículo 3.2.1, el Contrato de Operación Conjunta se refiere al Farmout en los siguientes términos:

En virtud del Acuerdo de Farmout, AECI dispone, desde la fecha efectiva, de un interés del cuarenta por ciento (40%) en los Contratos Participativos, que hasta la Fecha de Cesión será el equivalente económico de la titularidad nominal legal, si bien no comprenderá dicha titularidad, que se otorgará a partir de la Fecha de Cesión. En lo que a OEPC y AECI se refiere, AECI estará obligada y acepta cumplir todas las obligaciones y correr con todos los costos, cargos, gastos y responsabilidades atribuibles al Interés Farmout en los Contratos Participativos y el Bloque 15, y tendrá derecho a los derechos y beneficios atribuibles a tal Interés Farmout que devenguen de y después de la fecha efectiva y atribuible a periodos de tiempo a partir de las 4:00 hora local de Ecuador de la fecha efectiva, bajo y sujeto a las condiciones y disposiciones del presente Contrato, del mismo modo y hasta el mismo extremo que si AECI tuviera la titularidad legal de un interés económico del 40% como participante en los Contratos Participativos y el Bloque 15 como No Operador bajo el presente Contrato, tanto antes como después de la cesión por parte de OEPC a AECI de la titularidad legal del interés del 40% correspondiente al Interés Farmout en los Contratos Participativos y el Bloque 15 con arreglo a la Sección 4.01 del Acuerdo de Farmout. De igual modo, en lo que a OEPC y AECI se refiere, sujeto a lo dispuesto en el Artículo III del Acuerdo de Farmout, OEPC estará obligada a desempeñar todas las obligaciones y a correr con todos los costos, cargos, gastos y responsabilidades atribuibles al interés del 60% restante en los Contratos Participativos y el Bloque 15 como propietario y titular por su propia cuenta, y tendrá derecho a los derechos y beneficios atribuibles a tal interés del 60% que surjan y se atribuyan a periodos de tiempo posteriores a la Hora de Vigencia, y con posterioridad a ésta, bajo y sujeto a las condiciones y disposiciones del presente Contrato, aplicables a OEPC como Operador y titular de tal interés del 60% restante. Ello da como lugar a los siguientes Intereses Participativos efectivos a los efectos del presente Contrato.

OEPC	60%
AECI	40%

135. Según el Artículo 4.2.1 del Contrato de Operación Conjunta, OEPC, como única operadora, era titular de “todos los derechos, funciones y deberes del Operador bajo los Contratos Participativos [es decir, el Contrato de Participación y los Convenios de Explotación Unificada de los Campos Unificados] y [...] se hará cargo en exclusiva de todas las Operaciones Conjuntas”. Según la definición establecida en el Artículo 1.40 del Contrato de Operación Conjunta, una Operación Conjunta es toda “operaci[ón] o activida[d] llevada a cabo por el Operador en virtud del presente Contrato para el Bloque 15 [...], cuyos costos sean cobrables a cuenta de la totalidad de las Partes”.

136. En virtud del Contrato de Operación Conjunta, se creó una comisión de administración compuesta por dos miembros, los cuales debían ser elegidos uno por OEPC y el otro por AEC, (la “Comisión de Administración”). De acuerdo con el Artículo 5.2 del Contrato de Operación Conjunta, la Comisión de Administración tenía el “poder y el deber de autorizar y supervisar las Operaciones Conjuntas que sean necesarias o deseables para cumplir con los Contratos Participativos, y explorar y explotar adecuadamente el Área de Contrato de acuerdo con el presente Contrato y en un modo apropiado para las circunstancias”. Esa responsabilidad debía ser ejercida “sin perjuicio de los derechos y deberes del Operador en virtud del presente Contrato”.

137. Más aún, el Artículo 4.2.2 disponía que “en el transcurso de las Operaciones Conjuntas, el Operador: deberá llevar a cabo las Operaciones Conjuntas de acuerdo con las disposiciones de los Contratos Participativos, este Contrato y las autorizaciones e instrucciones de la Comisión de Administración que no entre en conflicto con este Contrato [...]”.

138. Finalmente, el Artículo 5.13.5 establecía que “[n]inguna decisión por parte de la Comisión de Administración será vinculante si entra en conflicto con una decisión tomada por una Comisión de Administración integrada con Petroecuador para los campos unificados de Eden-Yuturi o Limoncocha o cualquier otro campo unificado al que la totalidad o parte del Bloque 15 se unifique en adelante”. AEC carecía de representación en el Comité de los Campos Unificados.

F. El Oleoducto de OCP

139. Al tiempo en que se celebró el Contrato de Participación, el único modo de transportar petróleo de la Cuenca Oriente hacia la costa para su exportación era a través de un antiguo oleoducto propiedad del Estado, denominado SOTE. Sin embargo, para ese entonces, el SOTE se encontraba operando al máximo de su capacidad y no era apto para transportar la variedad de crudo más denso que OEPC descubrió en el yacimiento Edén Yuturi.

140. La idea de construir un nuevo oleoducto que se extendiera desde la Cuenca Oriente hasta Esmeraldas, en la costa de Ecuador, fue planteada por primera vez por un consorcio de productores extranjeros en 1998. No obstante, Ecuador finalmente decidió someter el contrato para construir el oleoducto a un proceso de licitación. Con este fin, Occidental y otras compañías petroleras extranjeras que operaban en Ecuador formaron dos compañías, Oleoducto de Crudos Pesados (OCP) Ltd. (“OCP Ltd.”) y su filial operativa, Oleoducto de Crudos Pesados (OCP) Ecuador S.A. (“OCP S.A.”).

141. En agosto de 2000, OCP Ltd. presentó su oferta para construir el oleoducto. En el último trimestre del año 2000, Ecuador eligió la oferta de OCP Ltd. por sobre la de los

otros dos grupos y el acuerdo se finalizó entre noviembre de 2000 y febrero de 2001. El proyecto OCP revestía tal importancia para Ecuador que el entonces Ministro de Energía y Minas, Pablo Terán, llevó adelante las negociaciones personalmente.

142. Inicialmente, Occidental adquirió un 24% de las acciones de OCP Ltd. No obstante, posteriormente Occidental le transfirió un 40% de esa participación accionaria a AEC, lo que redujo el interés de Occidental a un 14,3%. El interés de Occidental en OCP Ltd. fue ulteriormente reducido a un 14,15% debido a diversas revisiones menores de la estructura de propiedad de OCP Ltd. que no estaban relacionadas con esta cuestión.

143. El 15 de febrero de 2001, OCP Ltd. y Ecuador celebraron el “Contrato de construcción y operación de un oleoducto de petróleo crudo y de suministro de servicios públicos de transporte de hidrocarburos” (el “Contrato OCP”). Posteriormente, el 3 de julio de 2001, OCP Ltd. celebró un contrato de cerca de \$700 millones con Techint International Construction Corporation para la construcción del oleoducto OCP. La construcción finalizó en agosto de 2003. El costo total del proyecto OCP fue de, aproximadamente, \$1.500 millones. El oleoducto se extiende a lo largo de 500 kilómetros, desde Lago Agrio en la Cuenca Oriente hasta Balao en la provincia de Esmeraldas en la costa del Pacífico, y asciende y desciende alrededor de 3.000 metros de altura a lo largo de su extensión. El oleoducto posee una capacidad para transportar 450.000 barriles por día, capacidad que no ha sido alcanzada todavía. El primer transporte de petróleo a través del oleoducto se realizó en el otoño de 2003.

144. La construcción del oleoducto OCP se financió mediante una combinación de aportes de capital realizados por los propietarios de OCP Ltd., la emisión de deuda

garantizada y con financiamiento de prestamistas. Hasta 2004, Occidental había realizado aportes de capital por un monto de \$78 millones al proyecto de \$1.500 millones y emitió deuda garantizada por un valor de \$118 millones.

145. OCP Ltd. aseguró la mayor parte del financiamiento a través de compromisos de despacho o pago asumidos por los usuarios del oleoducto. Estos compromisos se encontraban contemplados en acuerdos celebrados entre OCP S.A. y los usuarios denominados Acuerdos Iniciales de Transporte (“AIT”). El 30 de enero de 2001, OEPC celebró un AIT con OCP S.A., el cual fue posteriormente modificado el 29 de mayo de 2001 y el 31 de julio de 2001.

146. En virtud de los compromisos de despacho o pago, cada patrocinador compró una determinada porción de la capacidad del oleoducto y se comprometió a pagar por dicha capacidad, incluso si no la utilizaba. Originalmente, OEPC había considerado comprar 70.000 barriles por día de dicha capacidad garantizada. Sin embargo, luego de celebrarse el Acuerdo Farmout, OEPC se comprometió en su AIT a comprar 42.000 barriles por día. La diferencia, el 40% ó 28.000 barriles por día, fue adquirida por AEC en cumplimiento del Farmout.

G. El Farmout y Ecuador

147. El 24 de octubre de 2000, altos ejecutivos de OEPC y AEC viajaron a Quito desde los Estados Unidos y Canadá para reunirse con el Ministro de Energía y Minas, Pablo Terán, en su despacho. El propósito de la reunión era informar al Ministro acerca del Farmout y discutir acerca del compromiso con el oleoducto OCP y de nuevos proyectos en Ecuador. Casey Olson, entonces Vicepresidente Ejecutivo de Desarrollo de Negocios

de Occidental y Paul MacInnes, entonces Presidente y Gerente General de OEPC, asistieron a esta reunión en representación de OEPC. Steven Bell, el entonces Vicepresidente Internacional de AEC y Stephen Newton, entonces Presidente y Gerente General de AEC Ecuador, asistieron en representación de AEC. El Ministro Terán era el único representante de Ecuador que se encontraba presente en la reunión.

148. Durante la reunión, se trataron dos temas distintos y la propia reunión consistió en dos etapas bien definidas. El propósito de la primera sesión, que duró cerca de 45 minutos, fue el de presentar el Farmout al Ministro Terán. A dicha sesión concurrieron funcionarios tanto de OEPC como de AEC. En la segunda sesión, a la que asistieron únicamente los funcionarios de OEPC y el Ministro Terán, las partes discutieron nuevos proyectos que OEPC estaba interesado en llevar a cabo en Ecuador.

149. Existe una gran controversia en el presente procedimiento acerca de qué fue lo que se dijo, o no se dijo, durante la primera sesión de dicha reunión. El Tribunal analizará la reunión realizada el 24 de octubre y los hechos que tuvieron lugar con posterioridad a la reunión más adelante, en otra sección del presente Laudo⁶. En esta sección, el Tribunal sólo expondrá los hechos que conforman los antecedentes del presente arbitraje.

150. Ambas partes reconocen que, durante dicha reunión, no se le entregaron copias del Acuerdo de Farmout o del Contrato de Operación Conjunta al Ministro Terán.

151. Al día siguiente, el 25 de octubre de 2000, el Sr. MacInnes le escribió al Ministro Terán en relación con la reunión del día anterior. En su carta, el Sr. MacInnes

⁶ *Ver infra*, Parte V.B.1.

manifestaba que el Farmout era una “inminente transacción mediante la cual Occidental Exploration and Production Company (“OEPC”), intenta ceder a [AEC] el 40% de sus intereses económicos en el Contrato de Participación”. El Sr. MacInnes también expresaba que, luego de la primera etapa de la transacción, “OEPC continuará siendo la única entidad “Contratista” bajo el Contrato del Bloque 15”; y que “una vez que [AEC] haya cumplido sus obligaciones contempladas en el acuerdo de cesión, OEPC transferirá [a AEC] el título legal correspondiente a un 40% de sus intereses [...] sujeta a las aprobaciones que el Gobierno del Ecuador requiera en esa oportunidad”. La carta finalizaba con un pedido al Ministro para que “confirme [...] su consentimiento con respecto a la transferencia de los intereses económicos anteriormente indicados a favor de [AEC]”.

152. Tal como se explicará más adelante en el presente Laudo, una de las principales cuestiones controvertidas en este procedimiento es si, efectivamente, durante la reunión del 24 de octubre de 2000, el Ministro Terán indicó que la aprobación del gobierno era (o no) necesaria para transferir el interés económico a AEC a través al Farmout. Al respecto, el Tribunal hace notar que, al momento del cierre del Farmout, el 31 de octubre de 2000, OEPC y AEC celebraron una carta acuerdo en la que ambas renunciaban mutuamente a su derecho a solicitar cualquier aprobación del gobierno para la primera etapa del Farmout. Además, dicha carta preveía expresamente el requisito de aprobación del gobierno para la transferencia futura prevista del título legal a AEC.

153. Inmediatamente después del cierre del Farmout, el 1º de noviembre de 2000, la sociedad matriz de OEPC, OPC, emitió un comunicado de prensa en el que anunciaba el

Farmout. El comunicado de prensa confirmaba que OEPC continuaría siendo la operadora del Bloque 15 y que AEC recibiría un interés económico del 40% en las operaciones.

154. Desde fines de octubre y hasta fines de noviembre de 2000, el Sr. MacInnes y el entonces Presidente Ejecutivo de PetroEcuador, el Sr. Rodolfo Barniol, mantuvieron varias reuniones, durante las cuales se mencionó el Farmout.

155. El 8 de noviembre de 2000, el Director de Control de Operaciones le envió un memorando al Director de Economía de Hidrocarburos del Ministerio de Energía y Minas, el cual rezaba lo siguiente:

ASUNTO: TRANSFERENCIA DEL 40% DE LOS INTERESES ECONÓMICOS DEL CONTRATO DE PARTICIPACIÓN DEL BLOQUE 15 POR PARTE DE LA COMPAÑÍA OCCIDENTAL EXPLORATION A FAVOR DE CITY INVESTING COMPANY

En referencia de la carta No. GG-014-00 de octubre 25 de 2000, mediante la cual la compañía Occidental hace conocer de la transferencia del 40% de los intereses económicos en el Contrato de Participación para la Explotación y Exploración Adicional de Hidrocarburos del Bloque 15, incluyendo los derechos de OEPC en los Convenios Operacionales de Explotación Unificada de los Campos Unificados Edén Yuturi y Limoncocha a City Investing Company, cúpleme manifestarle lo siguiente:

La Compañía City Investing, actualmente mantiene con el Estado un Contrato de Participación en el Bloque Tarapoa y Campos Unificados Fanny-18B y Mariann-4A y es la actual operadora de los mencionados Campos, por lo que ha demostrado que tiene solvencia técnica, razón por la cual no existiría ningún impedimento para tal cesión de derechos.

156. En una carta de fecha 22 de noviembre de 2000, el Dr. Raúl Salgado, Director de la Dirección Nacional de Hidrocarburos (“DNH”), le solicitó a OEPC información acerca de la capacidad técnica y financiera de AEC. La carta expresaba lo siguiente:

ANTECEDENTES:

Con comunicación GG-014-00 de octubre 25 del 2000, su representada solicita autorización para transferir el 40% de los derechos que tiene en el Bloque 15, incluyendo los Convenios Operacionales de Explotación Unificada de los Campos Unificados Edén Yuturi y Limoncocha a favor de City Investing Company.

ANÁLISIS:

Según lo estipulado en el art. 3 del Dcto. Ejecutivo No. 2713, publicado en el R.O. No. 694 de mayo 12 de 1995, con el que se expidió el Reglamento al art. 79 de la Ley de Hidrocarburos, en ningún caso la transferencia total o parcial de los derechos y obligaciones derivados de un contrato, podrán originar el deterioro de la solvencia financiera y capacidad operativa de la contratista, ni afectar negativamente el cronograma de trabajos e inversiones contemplados en el contrato original o la participación económica del Estado y PETROECUADOR.

En tal virtud, el Ministerio de Energía y Minas previo a la autorización de transferencia de dichos derechos y obligaciones debe realizar un análisis técnico-económico con el objetivo de que se garanticen los trabajos y operación del contrato vigente.

CONCLUSIÓN:

La Dirección Nacional de Hidrocarburos, como organismo técnico del Ministerio de Energía y Minas, requiere información que avalice la solvencia económica de la compañía City Investing Company Limited, referente a:

Declaración de Impuesto a la Renta de los dos últimos años.

Balances auditados y debidamente protocolizados de los 2 últimos años.

157. Luego, el 14 de diciembre de 2000, el Dr. Salgado se reunió en su despacho con el Vicepresidente de Relaciones Gubernamentales de OEPC, el Sr. Fernando Albuja, y con otros dos representantes de OEPC para discutir la carta que OEPC le enviara el 25 de octubre al Ministro Terán.

158. El 12 de enero de 2001, el Dr. Salgado le envió un memorando al Ministro Terán, el cual se transcribe en su totalidad a continuación:

ANTECEDENTES:

Mediante comunicación GG-014-00 de octubre 25 del 2000, Occidental Exploration and Production Company hace conocer al Ministerio de Energía y Minas la intención que tiene de ceder en el futuro el 40% de los derechos y obligaciones del bloque 15, incluyendo los Convenios Operacionales de Explotación Unificada de los Campos Unificados Edén Yuturi y Limoncocha a favor de City Investing Company.

ANÁLISIS:

En reunión mantenida el día 14 de diciembre del año en curso, en la Dirección de Economía de Hidrocarburos de esta Dirección Nacional, funcionarios de Occidental manifestaron que la compañía está en conversaciones con la compañía City Investing Company para realizar la transferencia del 40% de los derechos y obligaciones que mantiene en el bloque 15, decisión que comunicarán de llegar a un acuerdo definitivo.

Los representantes de esta Dirección Nacional le aclararon a la compañía que en el momento que ellos decidan realizar la cesión de derechos deberán solicitar la autorización al Ministerio de Energía y Minas, de lo contrario sería nula cualquier participación de City Investing Company dentro del contrato vigente, como lo estipula el Decreto Ejecutivo No. 809, en el que se expide el Reglamento al art. 79 de la Ley de Hidrocarburos, publicado en el R.O. No. 197 de mayo 31 de 1985.

CONCLUSIONES:

De la explicación dada por funcionarios de Occidental Exploration and Production Company se concluye que la compañía no está solicitando autorización de transferencia de derechos sino únicamente comunicando sobre la posible negociación a realizarse en un futuro inmediato.

Cuando la compañía decida realizar dicha transferencia, solicitará al Ministro de Energía y Minas la autorización correspondiente la que se legalizará previo el pago de las primas de traspaso y mejoramiento de las condiciones económicas del contrato.

La única compañía que seguirá participando en el contrato vigente con el Estado Ecuatoriano será Occidental Exploration and Production Company, propietaria del 100% de las acciones.

159. Finalmente, el 17 de enero de 2001, el Ministro Terán respondió a la carta de OEPC del 25 de octubre de 2000, en la que señalaba la “intención que [la compañía] tiene para en el futuro ceder el 40% de los derechos y obligaciones del bloque 15”, e indicaba que se requeriría autorización gubernamental para llevar a cabo dicha

transferencia en el futuro. Asimismo, el Ministro Terán manifestó que OEPC será “la única compañía que seguirá participando en el contrato vigente con el Estado Ecuatoriano por ser propietaria del 100% de los derechos y obligaciones”. Esta carta, que citaba expresiones del mencionado memorando de fecha 12 de enero de 2001, expresaba, en su totalidad, lo siguiente:

Acuso recibo de su comunicación GG-014-00 de octubre 25 del 2000, en la que su representada hace conocer a esta Cartera de Estado la intención que tiene para en el futuro ceder el 40% de los derechos y obligaciones del bloque 15, incluyendo los Convenios Operacionales de Explotación Unificada de los Campos Unificados Edén Yuturi y Limoncocha a favor de City Investing Company, y en base a la reunión mantenida con funcionarios de Occidental, manifiesto lo siguiente:

El Decreto Ejecutivo No. 809, en el que se expide el Reglamento al art. 79 de la Ley de Hidrocarburos, publicado en el R.O. No. 197 de mayo 31 de 1985, en su artículo I estipula que la transferencia total o parcial de los derechos y obligaciones derivados de un contrato, podrán cederse a favor de terceros, previa la autorización del Ministro del Ramo, caso contrario será nula y dará origen a la caducidad del contrato.

En la reunión mantenida en la Dirección Nacional de Hidrocarburos, funcionarios de Occidental manifestaron que la transferencia del 40% de los derechos y obligaciones mencionados, no se llevará a cabo todavía, por lo tanto, una vez que su representada decida realizar dicha cesión solicitará a este Portafolio de Estado la autorización respectiva y la emisión del Acuerdo Ministerial por el cual se legalice la misma, previo el pago de las primas de traspaso y mejoramiento de las condiciones económicas del contrato, como lo estipula el art. 1 del Decreto Ejecutivo 2731, publicado en R.O. No. 694 de mayo 12 de 1995.

Es importante señalar, que la única compañía que seguirá participando en el contrato vigente con el Estado Ecuatoriano será Occidental Exploration and Production Company por ser propietaria del 100% de los derechos y obligaciones.

160. No hay registro en el expediente de respuesta alguna por parte de OEPC a la carta del Ministro Terán del 17 de enero de 2001.

H. La auditoría de Moores Rowland

161. La cuestión de la transferencia de derechos por parte de OEPC a AEC surgió nuevamente cuando, en 2003, la DNH contrató los servicios de la compañía auditora Moores Rowland Ecuador (“Moores Rowland”) para que realizara una auditoría de OEPC. Durante la auditoría, Moores Rowland analizó facturas enviadas por OEPC a AEC por la venta de petróleo crudo correspondiente al año calendario 2002 y, en relación con ello, el 29 de enero de 2004 le solicitó a OEPC que revise el contrato celebrado por OEPC y AEC en virtud del cual se efectuaron dichas ventas.

162. Poco tiempo después, el 9 de febrero de 2004, Moores Rowland le escribió a la DNH respecto de la “situación actual y decisión del Ministerio de Energía y Minas” en relación con la “intención de OEPC de ceder en el futuro el 40% de los derechos y obligaciones sobre el Bloque 15” a AEC.

163. Posteriormente, el Sr. Fabián Revelo de OEPC le facilitó copias fieles, pero sin firma, tanto del Acuerdo de Farmout como del Contrato de Operación Conjunta a Moores Rowland. Posteriormente, Moores Rowland entregaría estas copias a la Dra. Patricia Zurita, coordinadora de auditorías de la DNH.

164. Moores Rowland le solicitó a OEPC una copia firmada de sus acuerdos con AEC. OEPC decidió no acceder a este pedido. El Tribunal destaca el siguiente correo electrónico interno de OEPC de fecha 8 de marzo de 2004:

No entregaremos una copia del acuerdo con Encana a los auditores de la DNH. Informalmente, los auditores de la DNH nos han comunicado que de no proveerles una copia de dicho acuerdo, ello determinará la inclusión de un párrafo denominado “limitación al alcance”. Considero no debemos hacer nada

hasta que los auditores emitan su informe y/o la DNH nos solicite información sobre el acuerdo con AEC.

(Traducción del Tribunal.)

165. El 15 de marzo de 2004, el Sr. MacInnes le escribió lo siguiente a Moores Rowland:

En el año 2000, OEPC y AEC Ecuador suscribieron un acuerdo mediante el cual, y sujeto a la satisfacción de ciertas condiciones y sujeto a las aprobaciones que requiera el Gobierno del Ecuador, se comprometieron en el futuro a transferir el título legal correspondiente a un 40% de los intereses en el Contrato del Bloque 15 y en los Convenios Operacionales de Explotación Unificada. OEPC comunicó lo anterior al Ministro de Energía y Minas mediante carta GG-014-00 del 25 de octubre de 2000. En dicha comunicación, se manifestó además que mi representada continuaría siendo la única responsable de la totalidad de las obligaciones bajo el Contrato de Participación del Bloque 15 hasta que se cumplan las indicadas condiciones y reciban las aprobaciones requeridas.

Consistente con lo anterior, OEPC es la única entidad que mantiene suscrito con el Estado Ecuatoriano el Contrato de Participación del Bloque 15, incluyendo el año 2002, período sobre el [sic] cual recae la Auditoría de Costos que la firma Moores Rowland Ecuador Cia. Ltda. se encuentra realizando en representación de la Dirección Nacional de Hidrocarburos (“DNH”). Por lo tanto, OEPC ejerció y asumió en el año 2002 el 100% de los derechos y obligaciones derivadas del Contrato de Participación del Bloque 15.

[...]

En el ejercicio 2004 se habrán cumplido las condiciones acordadas entre OEPC y AEC Ecuador para la transferencia del título legal correspondiente al 40% de los derechos y obligaciones en el Contrato del Bloque 15 en los Convenios Operacionales de Explotación Unificada. Por lo tanto, conforme a la carta GG-014-00 de OEPC y con el Oficio No. 003-DNH-EH-CE-P1, 01-0079, que emitió el Ministro de Energía y Minas en respuesta, OEPC solicitará las autorizaciones que sean requeridas para efectuar dicha transferencia conforme a las disposiciones legales, reglamentarias y contractuales aplicables, una vez que se hayan satisfecho las referidas condiciones.

166. Posteriormente, como parte del proceso de auditoría, Moores Rowland le solicitó a OEPC que firmara una carta de representación. OEPC lo hizo el 12 de julio de 2004, cuyo efecto era declarar que le había entregado una copia del “Acuerdo con Alberta Energy Corp.” a Moores Rowland:

2. Nosotros hemos puesto a su disposición:

[...]

d) El Acuerdo con Alberta Energy Corp. – AEC, anteriormente City Investing, el mismo que una vez cumplidas las condiciones constantes en dicho acuerdo y previo las autorizaciones de Petroecuador y del Ministerio de Energía y Minas, culminará con la cesión del 40% de los derechos y obligaciones del Contrato de Participación para la exploración y Explotación de Hidrocarburos en el Bloque 15 de la Región Amazónica y los campos unificados Edén Yuturi y Limoncocha; [...].

167. Moores Rowland emitió su informe de auditoría el 14 de julio de 2004, en el que observó que la cesión de derechos y obligaciones estipulada en el Farmout dependía del acaecimiento de hechos futuros y que la cesión “podía ocurrir o no” transcurridos cuatro años en los que se debían cumplir las condiciones. El informe de auditoría le recomendó a la DNH que OEPC solicitara autorización del gobierno para efectuar la cesión durante ese año, siempre que se cumplieran las condiciones para realizar la cesión y que se le otorgara la aprobación ministerial requerida a OEPC para registrar la cesión debidamente.

168. Las pruebas revelan que, en febrero de 2004, AEC había efectuado todos los pagos correspondientes a OEPC en virtud del Farmout. El día siguiente a que Moores Rowland emitiera su informe de auditoría, el 15 de julio de 2004, OEPC le escribió al nuevo Ministro de Energía y Minas, el Sr. Eduardo López Robayo, “solicita[ndo] al Ministerio autorizar la transferencia por parte de OEPC a AEC Ecuador del título legal correspondiente al 40% del interés” en el Bloque 15, según lo previsto en el Farmout. Al realizar este pedido, OEPC hizo referencia a su carta del 25 de octubre de 2000 y a la respuesta del Ministro Terán del 17 de enero de 2001.

169. OEPC no recibió la aprobación solicitada. Por el contrario, el 24 de agosto de 2004, según se expone en mayor detalle más adelante en el presente Laudo, el Procurador

General de Ecuador le ordenó al Ministro de Energía y Minas que diera por terminado el Contrato de Participación y los Convenios de Explotación Unificada de los Campos Unificados a través de una declaración de caducidad.

I. La controversia sobre el IVA

170. En agosto de 2001, la autoridad en materia impositiva de Ecuador, el SRI, contrariamente a su práctica habitual de reintegrar el impuesto al valor agregado (“IVA”) a las compañías petroleras, se rehusó a efectuar dichos reembolsos en el futuro y reclamó retroactivamente el reembolso de aquellos impuestos que ya habían sido abonados. OEPC interpretó que dicha decisión constituía una violación de las leyes impositivas de Ecuador y del Tratado y, en noviembre de 2002, inició un proceso de arbitraje internacional contra Ecuador para recuperar los reintegros del IVA.

171. El 1° de julio de 2004, el Tribunal que entendía en la causa emitió un Laudo del IVA en favor de OEPC por la suma de \$75 millones, luego de concluir que la conducta de Ecuador había sido injusta y discriminatoria. El Laudo del IVA fue notificado a las partes el 12 de julio de 2004 y se hizo público inmediatamente.

172. Ecuador impugnó el Laudo del IVA ante los tribunales ingleses. El 2 de marzo de 2006, la Alta Corte denegó la solicitud de impugnación y dicha decisión fue confirmada por el Tribunal de Apelaciones el 4 de julio de 2007.

J. El Procedimiento de Caducidad y hechos relacionados

173. El 20 de julio de 2004, Gerald Ellis y Fernando Albuja se reunieron con el Ministro López con el propósito de presentar al Sr. Ellis como el nuevo Presidente y

Gerente General de OEPC. Hay evidencia en el expediente de que, durante dicha reunión, el Ministro se refirió al Laudo del IVA y a los supuestos incumplimientos de las leyes y los reglamentos de Ecuador por parte de OEPC.

174. En la misma época, el Procurador General de Ecuador viajó a Londres para consultar con los abogados de Ecuador la posibilidad de presentar la solicitud de impugnación del Laudo del IVA ante los tribunales de Londres. Durante una entrevista en la que se estaba discutiendo la validez del Laudo del IVA, el Procurador General respondió que “[n]o reconocemos su validez, a tal punto que propondremos que se declare su nulidad. Actualmente, también estoy analizando el contrato que vincula a Occidental con el país. Quiero verificar el estricto cumplimiento de las normas contractuales”

175. A su regreso de Londres, durante una entrevista radial, el Procurador General manifestó que:

En agosto de 2004, a mi regreso de Londres, visité el Ministerio de Energía y solicité ante la Dirección de Hidrocarburos que me proveyera toda la documentación que pruebe si Occidental Company estaba o no cumpliendo con el contrato. Luego de revisar la información, tras doce horas de trabajo, concluimos que la compañía había incumplido con el contrato.

(Traducción del Tribunal)

176. El 3 de agosto de 2004, luego de recibir la solicitud de OEPC para la aprobación de la transferencia del título legal sobre el 40% del interés en el Bloque 15, la Dra. Zurita, la coordinadora de auditorías de la DNH, presentó un memorando ante el Director Nacional de Hidrocarburos. Tras revisar los términos de la carta de OEPC del 25 de

octubre de 2000 y la respuesta del Ministro Terán del 17 de enero de 2001, la Dra. Zurita concluyó lo siguiente:

Por lo expuesto, se determina que Occidental Exploration and Production Company, en el año 2000, efectuó una transferencia del 40% de sus derechos y obligaciones en el Bloque 15, incluyendo los Convenios Operacionales de Explotación Unificada de los Campos Unificados Eden Yuturi y Limoncocha, a favor de City Investing Company, actualmente Alberta Energy Company, en base a un convenio privado suscrito entre las partes, cuya fecha efectiva fue el 1 de octubre de 2000, transferencia que se llevó a cabo sin contar con la autorización del Ministerio del ramo.

177. Unas semanas después, el 24 de agosto de 2004, el Procurador General le escribió al Ministro de Energía y Minas, el Sr. López, solicitándole que pusiera fin al Contrato de Participación. El Procurador General aseveró que, en 2000:

[OEPC] transfirió el 40% de los derechos y obligaciones del Contrato de Participación de Exploración y Explotación de Hidrocarburos del Bloque 15 a [AEC], **sin contar con la autorización del Ministerio de Energía y Minas**, conforme lo manda el Artículo 79 de la Ley de Hidrocarburos y el propio Contrato de Participación. (Énfasis en el original)

178. El Procurador General también alegó que OEPC había cometido una serie de infracciones técnicas, las que, afirmó, constituían una causal de terminación de conformidad con los Artículos 74.13 y 77 de la LHC. Finalmente, en esa carta, el Procurador General expresaba que OEPC no había cumplido con sus obligaciones de inversión respecto del Bloque 15, lo cual, argumentó, constituía un causal de terminación del Contrato de Participación conforme al Artículo 74.6 de la LHC.

179. Ese mismo día, el Procurador General le envió una carta al Presidente Ejecutivo de PetroEcuador solicitando que PetroEcuador siguiera el proceso estipulado en la Cláusula 21.2 del Contrato de Participación. El Tribunal recuerda que la Cláusula 21.2 dispone que, en aquellos casos en los que existan causales de caducidad del contrato,

PetroEcuador deberá notificar dicho incumplimiento a OEPC y otorgarle diez días para negar o admitir el incumplimiento. En caso de que OEPC lo admitiera, tenía treinta días para subsanarlo.

180. En una carta dirigida al Presidente Ejecutivo de PetroEcuador de fecha 8 de septiembre de 2004, el Ministro López, cumpliendo con el pedido que le realizara el Procurador General el 24 de agosto de 2004, le ordenó a PetroEcuador que iniciara el proceso de terminación. Adjuntos a dicha carta se encontraban la solicitud presentada por OEPC el 15 de julio de 2004 para transferirle a AEC el 40% del título legal del Bloque 15, el Acuerdo de Farmout y el Contrato de Operación Conjunta y el informe de la DNH con un listado de las diversas infracciones técnicas cometidas por OEPC. De conformidad con lo que ordenó el Ministro López en su carta, el 15 de septiembre de 2004, PetroEcuador notificó a OEPC sobre su supuesto incumplimiento del Contrato de Participación. Esta notificación le confería a OEPC diez días para responder a las acusaciones. El 24 de septiembre de 2004, OEPC le envió una extensa carta de 28 páginas a PetroEcuador en la que negaba las argumentaciones del Procurador General.

181. La situación permaneció igual hasta los primeros meses de 2005 cuando algunos grupos de manifestantes anti-Estados Unidos y anti-inversores extranjeros realizaron una protesta en las calles de Quito, en particular frente a las oficinas de OEPC. Los manifestantes expresaron su preocupación porque todavía no se había puesto fin al contrato de OEPC.

182. En febrero de 2005, el Ministro López y el Presidente Ejecutivo de PetroEcuador, Hugo Bonilla, fueron citados por el Congreso de Ecuador y fueron indagados respecto de su demora para terminar el contrato de OEPC.

183. El 14 de marzo de 2005, el Procurador General Borja le escribió al Presidente Ejecutivo de PetroEcuador Bonilla. En dicha carta, le recordó al Sr. Bonilla las causales de terminación del Contrato de Participación e insistió en que el proceso de terminación fuera acelerado. En su carta, el Procurador General también solicitó ser informado dentro de los diez días siguientes acerca de todos los avances en el proceso.

184. El Procurador General destacó que el proceso de terminación ya debía haber sido completado y advirtió que “el retardo en la prosecución del trámite de caducidad comporta un lamentable perjuicio al Estado ecuatoriano” y que “no habrá dignatario, autoridad, funcionario ni servidor público exento de responsabilidades por los actos realizados en el ejercicio de sus funciones, o por sus omisiones”. El Procurador General transmitió el mismo mensaje en una carta dirigida al Presidente de la República.

185. El expediente indica que durante los meses de marzo y abril de 2005, Occidental mantuvo reuniones con el Presidente Ejecutivo de PetroEcuador Bonilla, con el Secretario General de la Presidencia, Sr. Carlos Pólit, y con el Ministro de Trabajo, Sr. Raúl Izurieta, en un intento de negociar una solución para dicha situación.

186. En abril de 2005, después de días de protestas violentas en las calles de Quito, el Congreso de Ecuador destituyó al Presidente Gutiérrez. El Ministro López y el Presidente

Ejecutivo Bonilla presentaron sus renuncias. El Presidente Gutiérrez fue sustituido por el entonces Vicepresidente Alfredo Palacio.

187. El 18 de junio de 2005, durante una importante huelga, varios funcionarios de gobierno, entre los que se encontraba el nuevo Ministro de Energía y Minas, Sr. Iván Rodríguez, firmaron resoluciones mediante las que asumieron determinados compromisos para con las provincias ecuatorianas de Orellana y Sucumbios. La primera de estas resoluciones dictaba: “El Ministro de Energía y Minas y el Presidente de PetroEcuador se comprometen a realizar todos los trámites correspondientes, por ser las autoridades competentes, para la salida de Ecuador de las empresas Occidental y Encana AEC por violentar los ordenamientos jurídicos del país”.

188. El 1 de julio de 2005, el Procurador General emitió un comunicado de prensa en el que manifestaba que insistiría para que el Ministro de Energía y Minas finalizara el proceso de terminación y emitiera la “respuesta correspondiente”. Asimismo, en dicho comunicado de prensa, afirmó que la transferencia realizada en favor de AEC el 1º de noviembre de 2000 se había llevado a cabo “sin contar con la autorización del Ministerio de Energía y Minas, conforme lo manda el artículo 79 de la Ley de Hidrocarburos y el propio Contrato de Participación”.

189. Además, en un informe preparado por un comité de PetroEcuador se arribó a la conclusión de que OEPC no había cumplido con la carga de la prueba al negar los alegatos del Procurador General y sugirió que el proceso de caducidad fuera iniciado inmediatamente. El comité hizo especial referencia a los artículos 74, 75, 76 y 79 de la LHC así como también a la Cláusula 21.2.2 del Contrato de Participación.

190. El 2 de agosto de 2005, el nuevo Presidente Ejecutivo de PetroEcuador, el Sr. Carlos Pareja, respondió a la solicitud efectuada por el Procurador General y sugirió que el Ministro declarara la terminación del Contrato de Participación. El Tribunal señala que el Sr. Pareja renunció al día siguiente de efectuar dicha recomendación al Ministro.

K. El Decreto de Caducidad

191. A principios de noviembre de 2005, tal como muestra el expediente, el Ministro Rodríguez enfrentaba numerosos pedidos de censura en el Congreso, ya que no había actuado conforme a la recomendación de PetroEcuador. El 10 de noviembre de 2005, 27 miembros del Congreso le enviaron una carta al Presidente del Congreso donde le solicitaban que se iniciara un juicio político contra el Ministro Rodríguez si no llevaba a cabo el proceso de terminación.

192. El 14 de noviembre de 2005, se notificó esta carta al Ministro Rodríguez. Al día siguiente, el 15 de noviembre, el Ministro notificó formalmente a OEPC acerca de las conclusiones de PetroEcuador respecto de que existían causales de terminación del Contrato de Participación. El Ministro le concedió a OEPC 60 días para subsanar el supuesto incumplimiento o para refutarlo.

193. El 7 de febrero de 2006, OEPC respondió a la notificación del Ministro con una carta de 45 páginas con numerosos documentos adjuntos. OEPC sostuvo que no existían fundamentos para la terminación del Contrato de Participación. Junto con esta carta, OEPC presentó varios pedidos al Gobierno de Ecuador para que produjera ciertos documentos.

194. El 16 de febrero de 2006, el Presidente Ejecutivo de PetroEcuador Román renunció. El Sr. Fernando González fue designado para sucederlo, el sexto Presidente Ejecutivo de PetroEcuador desde mayo de 2004.

195. El 10 de marzo de 2006, el Ministro Rodríguez le encargó a dos expertos que analizaran la prueba documental presentada por el Procurador General, por PetroEcuador y por OEPC. El Ministro Rodríguez también recibió un informe elaborado por Andrew Derman sobre los efectos jurídicos del Farmout. Posteriormente, el Sr. Derman ofició como perito en gas y petróleo por las Demandantes en el presente arbitraje. El Sr. Derman concluyó que la transferencia de un interés económico no constituía una cesión conforme a las leyes de Nueva York, la ley aplicable del Farmout.

196. El 15 de marzo de 2006, el secretario de prensa del Presidente Palacio declaró que el gobierno temía un golpe de estado como consecuencia de las huelgas y protestas que habían bloqueado las autopistas en el norte y el centro del país. El 22 de marzo de 2006, el líder de la huelga realizó una declaración y prometió que “si se declara la caducidad del contrato con Occidental, se levantaría la medida de hecho”.

197. A fines de abril de 2006, el Ministro Rodríguez le envió una carta al Procurador General solicitándole que confirmara si la ley permitía un acuerdo con OEPC. El 2 de mayo de 2006, tras un segundo pedido del Ministro, el Procurador General manifestó, en respuesta a la carta del Ministro, que la ley permitía un acuerdo. PetroEcuador recibió la misma respuesta. La opinión del Procurador General desató una ola de protestas públicas en el país.

198. El 9 de mayo de 2006, el entonces candidato a presidente, Dr. Rafael Correa, encabezó una protesta fuera de las oficinas de OEPC en la que él y otros manifestantes reclamaban simbólicamente que OEPC “cerrara para siempre”. Ese mismo día, diversas organizaciones sociales de Ecuador declararon que exigirían que se le inicie un juicio político tanto al Presidente Palacio por considerar un acuerdo con OEPC y al Procurador General Borja por considerar que un acuerdo de tal naturaleza era legamente viable.

199. El 15 de mayo de 2006, el Ministro Rodríguez emitió el Decreto de Caducidad. El Decreto daba por terminado, con efectos inmediatos, el Contrato de Participación de OEPC y ordenaba que OEPC le entregara a PetroEcuador todos los bienes relacionados con el Bloque 15. El Decreto, que constaba de 33 páginas, incluía: (i) un resumen del proceso de terminación; (ii) citas de las cartas del Procurador General, de PetroEcuador y de OEPC; (iii) una descripción adicional de estas cartas y de las posiciones allí articuladas, así como descripciones de otros documentos del expediente; (iv) una descripción de las normas consideradas; y (v) aproximadamente cuatro páginas de fundamentos. El Decreto citaba como fundamentos legales para dictar la caducidad a los Artículos 74.11, 74.12 y 74.13 de la LHC.

200. El 16 de mayo de 2006, funcionarios públicos se presentaron en las oficinas de OEPC en Quito e incautaron todos los bienes, incluidos computadores, archivos y otros equipos, los cuales pasaban a ser propiedad del Estado. Al día siguiente, el 17 de mayo, otros funcionarios públicos, acompañados por la Policía Nacional, expropiaron los yacimientos de petróleo de OEPC situados en el Bloque 15, incluidos los pozos, las

perforadoras, las instalaciones de almacenamiento y otros activos de exploración y producción de petróleo.

III. RECLAMOS DE LAS DEMANDANTES

A. La posición de las Demandantes

1. Síntesis de la posición de las Demandantes

201. El principal argumento de las Demandantes en este arbitraje es que la caducidad del Contrato de Participación se declaró sin justa causa, es decir, sin que mediaran fundamentos legales en función de lo dispuesto tanto en el propio Contrato de Participación (una “Causal de Terminación”, según la terminología empleada por las Demandantes; también denominada Supuesto de Caducidad) como en el derecho ecuatoriano (más específicamente, en la Ley de Hidrocarburos). A decir de las Demandantes, el Decreto de Caducidad no constituía “una respuesta de buena fe frente al repudio de los intereses contractuales del Ecuador”. Al referirse a los presuntos “cambios de postura sobrevinientes” alegados por la Demandada, las Demandantes sostienen que “[l]as pruebas demuestran que el Decreto de Caducidad se dictó en el afán de encontrar una excusa para llegar a la decisión predeterminada de expulsar a OEPC de Ecuador, que se encontraba motivada por un deseo de venganza por el hecho de que OEPC había prevalecido en el arbitraje anterior sobre el IVA iniciado en virtud de un TBI y por las demandas de rivales políticos y grupos de presión organizados”.

202. Las Demandantes alegan que, debido a su importancia política, el procedimiento administrativo de caducidad se vio empañado de principio a fin por una completa omisión del debido proceso. En particular, las Demandantes aducen que en el

procedimiento de caducidad no se logró un resultado fundado en las pruebas o en la ley, que las autoridades ecuatorianas pre-juzgaron el supuesto acto ilícito cometido por OEPC incluso antes de que el procedimiento de caducidad hubiera comenzado y que se le negó a OEPC toda oportunidad significativa de exponer su testimonio durante dicho proceso.

203. Más aún, las Demandantes manifiestan que poco importa que se haya producido o no una “Causal de Terminación” en las circunstancias particulares del caso dado que “tanto el derecho internacional como el derecho ecuatoriano proscriben la caducidad unilateral de un contrato con el gobierno si, como es este el caso, el supuesto incumplimiento siempre fue conocido y nunca objetado por el Estado, y si dicha caducidad es manifiestamente injusta, arbitraria, discriminatoria o desproporcionada”.

204. En consecuencia, el caso de las Demandantes sobre responsabilidad se funda en los dos argumentos enunciados a continuación.

205. En primer lugar, las Demandantes sostienen que, al rescindir el Contrato de Participación sin causa (es decir, sin que se hubiera verificado una Causal de Terminación), la Demandada incumplió las obligaciones previstas en dicho Contrato y en el Tratado. En sustento de tal argumento, las Demandantes señalan (i) que el Acuerdo de Farmout no hizo efectiva ninguna cesión de derechos y obligaciones contractuales en violación del Artículo 74.11 de la LHC y (ii) que el Acuerdo de Farmout y el Contrato de Operación Conjunta no dieron lugar a un consorcio en incumplimiento del Artículo 74.12 de la LHC.

206. En segundo lugar, suponiendo que finalmente se comprobara la existencia de una Causal de Terminación, las Demandantes alegan que el Decreto de Caducidad continuaría contraviniendo las obligaciones asumidas por la Demandada en virtud del Tratado y del derecho ecuatoriano, en vista de su carácter injusto, arbitrario, discriminatorio y desproporcionado.⁷

207. A continuación, se expondrán detalladamente los dos argumentos principales sobre responsabilidad formulados por las Demandantes.

2. *Primer argumento principal de las Demandantes: violación por inexistencia de una Causal de Terminación*

208. Como ya se indicó, las Demandantes afirman que a raíz de la terminación del Contrato de Participación sin justa causa, la Demandada violó sus obligaciones en virtud del Tratado y el derecho internacional. En palabras de las Demandantes, “[e]l Tratado prohíbe (i) *cualquier incumplimiento* por parte del Estado de las obligaciones contractuales que ha acordado con respecto a una inversión, y (ii) el *repudio injustificado* por parte del Estado de los contratos que ha celebrado con un inversor”. (Énfasis en el original)

209. En razón de ello, las Demandantes alegan que la Demandada incumplió las obligaciones del Artículo II.3(c) del Tratado, el cual dispone que Ecuador “cumplirá los

⁷ El Tribunal observa que la cuestión de la proporcionalidad (o la falta de) del Decreto de Caducidad es una constante en las presentaciones de ambas partes (ver párrafo 425 *infra*). Lo anterior es comprensible dado que la Constitución Ecuatoriana establece firmemente el principio de la proporcionalidad: ver discusión en párrafos 390 y 396 a 401 *infra*. Más aún, como se discute en los párrafos 402 a 409 *infra*, numerosos tribunales en arbitrajes sobre tratados de inversión han concluido que la proporcionalidad es parte del deber general de proporcionar un tratamiento justo y equitativo a los inversores.

compromisos que haya contraído con respecto a las inversiones”, como así también las obligaciones establecidas en el Artículo II.3(a), que prohíbe el trato injusto; el Artículo II.3(b), que prohíbe todo menoscabo arbitrario y el Artículo III, que prohíbe la expropiación.

210. En la formulación de su primer argumento, las Demandantes aducen que la Demandada no ha podido demostrar la existencia de una “Causal de Terminación”, también denominada Supuesto de Caducidad, en los términos de la LHC:

Ecuador estima que tenía derecho bajo el Artículo 74 de la Ley de Hidrocarburos a declarar la caducidad del contrato con justa causa. Sin embargo, el Decreto de Caducidad contiene muy pocos elementos de explicación o argumentación y ninguna prueba de esa afirmación. Tampoco se contienen tales elementos en los escritos del Procurador General del Estado ni de Petroecuador, de los cuales el Ministro copió y pegó texto en su Decreto de Caducidad. Esta manifiesta falta de pruebas y de razonamiento refleja la falta de pruebas y de argumentos de Ecuador. Como los Demandantes demostrarán a continuación, ninguno de los Supuestos de Caducidad alegados han ocurrido en realidad. Sólo por esta insuficiencia, el Decreto de Caducidad fue erróneo a la luz de la ley ecuatoriana y del derecho internacional.

211. En consideración de que el Decreto de Caducidad y el procedimiento que lo precedió se basaron primordialmente en la percepción de la Demandada de que la transferencia de un interés económico a AEC de conformidad con los Acuerdos de AEC constituía una cesión de derechos y obligaciones en violación del Artículo 74.11 de la LHC y de que OEPC supuestamente incurrió en varios incumplimientos técnicos de la legislación ecuatoriana sobre hidrocarburos en contra de lo dispuesto por el Artículo 74.13 de dicha ley, las Demandantes niegan que el Contrato de Participación pueda haber sido rescindido adecuadamente con base en dichos fundamentos.

212. Las Demandantes también rechazan lo que dieron en llamar “nuevos argumentos” de terminación de la Demandada, es decir, que el Acuerdo de Farmout haya dado origen a un presunto “consorcio” en contravención del Artículo 74.12 de la LHC y que, paralelamente, se hayan ejercido presiones diplomáticas contra la Demandada en violación de la Cláusula 22.2.1 del Contrato de Participación.

(a) Supuestas violaciones de los Artículos 74.11 y 74.12 de la LHC

213. El Tribunal observa desde un principio que, a pesar de que las acusaciones sobre terminación indebida realizadas por las Demandantes, al igual que las esgrimidas por la Demandada, en relación con los Artículos 74.11 y 74.12 de la LHC se superponen considerablemente, se refieren principalmente a la primera de dichas disposiciones (transferencia o cesión no autorizada) y no a la segunda (consorcio no autorizado). Así, a la luz de la transacción en dos etapas prevista en el Acuerdo de Farmout, las Demandantes rechazan el argumento de la Demandada de que dicho acuerdo viola la LHC por configurar una cesión o transferencia indebida:

*En la primera etapa, OEPC transfirió un interés económico del 40% en el Bloque 15 a AEC, a cambio de ciertas contribuciones de capital por parte de AEC. El interés económico de AEC consistía esencialmente en el 40% de la participación de OEPC en el crudo producido en el Bloque 15. La contribución de capital de AEC exigía pagos de AEC a OEPC durante cuatro años y era conocida en la industria como la “obligación *earning*”.*

El Artículo 2.01 del Acuerdo Farmout, que describía esta fase, establecía específicamente que el farmout del interés económico:

no incluye el título legal nominal a un interés en el Bloque 15 o un interés como parte de los Contratos Participativos. OEPC continuará siendo propietaria del 100% del título legal de los Contratos Participativos y de los intereses en el Bloque 15 otorgados o indicados en los Contratos Participativos. CE-9 (OC00347). (Énfasis agregado)

Así, la cláusula operativa del Acuerdo Farmout contradice directamente la alegación de Ecuador de que se produjo una cesión o transferencia.

La *segunda etapa*, que nunca llegó a implementarse, contemplaba una futura cesión por parte de OEPC del título legal del interés económico del 40%. Tal como se describe en el Artículo 4.01, la cesión estaba sujeta: (i) al hecho de que AEC cumpliera con su obligación *earning*; y (ii) al hecho de que OEPC obtuviera la aprobación gubernamental previa:

[D]espués que AEC haya efectuado todos los pagos OEPC y AEC deberán celebrar y entregar los documentos que sean necesarios para traspasar el título legal a AEC en y a un interés económico de 40% en los Contratos Participativos y el Bloque 15 y establecer a AEC como parte de los Contratos Participativos y como propietaria de dicho 40% de interés económico (sujeto a obtener las aprobaciones gubernamentales requeridas). CE-9 (OC00353). (Énfasis agregado)

Cuando AEC cumplió con su obligación *earning* en julio de 2004, OEPC procedió a solicitar la aprobación gubernamental para la transferencia del título legal a AEC. Le envió una carta a este efecto al entonces Ministro de Energía y Minas, Eduardo López Robayo, el 15 de julio de 2004. El gobierno nunca respondió a la petición, y OEPC por consiguiente no procedió con la transferencia. (Énfasis en el original)

214. Las Demandantes destacan, además, que el Acuerdo de Farmout se rige por las leyes de Nueva York y argumentan que, conforme lo dispuesto en ellas, la transferencia de un interés económico no tiene por efecto ninguna cesión:

Bajo el derecho de Nueva York, tal como se presenta en el dictamen presentado por Andrew Derman, perito designado por el Ministro de Energía y Minas, no existe una cesión a menos que “el derecho del cedente al cumplimiento por parte del obligado se extinga en todo o en parte y el cesionario adquiera un derecho a dicho cumplimiento”. CA-236, *Restatement Second* ¶ 317; CA-235, *American Jurisprudence* ¶ 1; CA-237, *Williston* ¶ 74:1. Dicho de otra manera, la cesión requiere que “el cesionario se ponga en[] la piel del cedente y adquiera los[] derechos que este último tenía”. CA-234, *Furlong* ¶ 382. Bajo el derecho de Nueva York, una mera promesa de ceder derechos y obligaciones en el futuro sujeta a condiciones suspensivas no es una cesión. CA-236, *Restatement Second* ¶ 330; CE-127. (OC02737; OC02741)

Está claro que de acuerdo con el derecho de Nueva York, la transferencia de un interés económico del 40% no implica una cesión. La mera transferencia de un interés económico de ninguna manera crea una relación contractual bajo el Contrato de Participación entre Ecuador y Petroecuador, por un lado, y AEC, por el otro. Esa transferencia del interés económico no creó ningún derecho de AEC contra Ecuador ni Petroecuador, ni creó obligaciones por parte de AEC hacia ellos.

215. En lo que respecta al derecho ecuatoriano sobre cesiones, las Demandantes agregan:

Por lo tanto, bajo la ley ecuatoriana, para que el traspaso de un interés económico bajo el Farmout constituya una cesión AEC debió haber ejercido derechos y asumido obligaciones frente a Ecuador y Petroecuador bajo el Contrato de Participación, y OEPC debió haber cesado de ejercer dichos derechos y cumplir dichas obligaciones. HPL ER ¶ 49. Adicionalmente, en virtud de la ley ecuatoriana, la cesión de un contrato o de derechos personales tiene lugar solo cuando el cedente otorga al cesionario un título que describe los derechos que están siendo objeto de cesión. HPL ER V ¶¶ 18-27. En otras palabras, no existe cesión si no hay transferencia física de dicho título del cedente al cesionario. HPL ER V ¶ 21. Tal como se explica más adelante, ninguna de estos requisitos para la existencia de una cesión ha sido cumplido.

216. En vista de ello, las Demandantes sostienen que hasta el momento de la transferencia del título legal, sólo OEPC continuaba siendo responsable frente a la Demandada y a PetroEcuador por la ejecución del Contrato de Participación y, además, únicamente OEPC podía hacer valer los derechos que dicho contrato le otorgaba. En otras palabras, según las Demandantes, la cesión o transferencia de derechos contractuales imponía la creación de una relación jurídica entre AEC y la Demandada, y la transferencia de un interés económico del 40% no originaba esa relación. En igual sentido, las Demandantes argumentan que la mera promesa de una futura cesión de derechos y obligaciones sujeta a condiciones suspensivas no constituye una cesión y que un acuerdo contractual que prevea el reintegro de impuestos u otros costos tampoco configura una cesión.

217. En cuanto al argumento de la Demandada de que OEPC ocultó deliberadamente el Acuerdo de Farmout, las Demandantes responden que OEPC no tuvo ni motivos ni ocasión para hacerlo. Asimismo, manifiestan que OEPC tenía pleno conocimiento de que

en última instancia sería necesaria una autorización por parte de la Demandada con respecto a los acuerdos en cuestión:

En su Memorial de Contestación sobre Responsabilidad, Ecuador conjetura infundadamente que “supuestamente, OEPC esperaba lograr que la verdadera naturaleza del [Acuerdo de Farmout y el Convenio de Explotación] nunca llegue a oídos de Ecuador ...”. En realidad, las pruebas demuestran que en todo momento, con anterioridad a la transferencia del título legal, OEPC reconoció que debería mediar autorización por parte del Ecuador y una completa divulgación de todos los acuerdos. El mismo acuerdo exigía una íntegra divulgación y consentimiento gubernamental. OEPC no sólo dio a conocer su relación con AEC al Ecuador en una serie de reuniones celebradas en el año 2000, sino que además habría proporcionado copias de los contratos subyacentes ese mismo año si el Ministro de Energía y Minas le hubiera hecho saber que era necesaria una aprobación en esa instancia, o en caso de que el Ministro simplemente las hubiera solicitado.

218. Esto conduce a las Demandantes a la premisa que subyace a su caso, es decir, que en el año 2000 las Demandantes no solicitaron aprobación porque lo que OEPC pretendía transferir en ese momento era un interés económico solamente y no un interés legal. Las Demandantes alegan que hubiera sido “irracional” que OEPC y AEC ocultaran la naturaleza del Acuerdo de Farmout y afirman que la “teoría del ocultamiento” esbozada por la Demandada obliga al Tribunal a concluir al menos lo siguiente:

- Los acuerdos constituían una transferencia de los derechos y las obligaciones contemplados en el Contrato de Participación.
- OEPC y AEC entendían que, por la naturaleza de dichos contratos, la transferencia del Acuerdo Farmout y del Contrato de Operación Conjunta requería una inmediata aprobación gubernamental.
- Sin embargo, y a fin de obtener ciertos beneficios a corto plazo, OEPC y AEC prefirieron poner en riesgo sus considerables inversiones y sus ganancias a largo plazo provenientes del Bloque 15 ocultando la “verdadera naturaleza” del Acuerdo de Farmout y del Contrato de Operación Conjunta.

219. Las Demandantes señalan que “el Ministro Terán, el Director de la Dirección Nacional de Hidrocarburos, y otros funcionarios del gobierno ecuatoriano confirmaron la

creencia de OEPC y de AEC de que no era necesaria la aprobación gubernamental en la primera etapa de la transacción, que consistía en el traspaso del interés económico del 40%”. Alegan, además, que OEPC no tenía ninguna razón para dudar de la aprobación de cualquiera de las etapas de su transacción con AEC, en función de sus “excelentes relaciones con Ecuador en el otoño de 2000”, entre otras circunstancias. Las Demandantes también ponen de manifiesto que OEPC nunca contó con ningún incentivo financiero para ocultar su relación con AEC.

220. Por otra parte, las Demandantes aducen que la “teoría del ocultamiento” expuesta por la Demandada contradice los acuerdos alcanzados entre las partes en el período en cuestión, esto es, a fines de 2000. Las Demandantes sostienen que el Acuerdo de Farmout se puso en conocimiento de la Demandada en todos los niveles correspondientes del gobierno y, en particular, se refieren a la reunión del 24 de octubre de 2000 con el Ministro Terán, las reuniones mantenidas con PetroEcuador en noviembre del mismo año, la reunión del 14 de diciembre de 2000 con el Director de la DNH y las posteriores comunicaciones con el Ministro Terán en enero de 2001.

221. Con respecto al testimonio del Ministro Terán, las Demandantes declaran:

El Ministro Terán se queja de que OEPC y AEC nunca le informaron acerca de los detalles del Operating Agreement, pero acepta que OEPC si le informó que el traspaso del título legal estaba sujeto a una negociación futura. Ecuador aparentemente espera que el Tribunal lea estas dos declaraciones del Ministro Terán juntas para deducir que nunca hubo ninguna discusión ni de la participación propuesta a AEC en el Bloque 15 ni del acuerdo entre AEC y OEPC, si bien el Ministro Terán en realidad no dice tanto. Contrariamente a lo que Ecuador trata de insinuar, OEPC y AEC informaron al Ministro Terán que AEC ofrecería su experiencia a OEPC, y que OEPC y AEC estaban en proceso de cerrar el negocio para transferir un interés económico en el Bloque 15. No es plausible que OEPC y AEC programaran una reunión con el Ministro Terán en 2000 sólo para limitar la conversación, desde todo punto de vista, a un hipotético

traspaso de título legal planificado para 2004. En realidad, OEPC informó al Ministro Terán acerca del traspaso inmediato del interés económico y de todo lo que conllevaba ese traspaso.

222. Las Demandantes agregan:

Ecuador acepta que OEPC comunicó en diferentes ocasiones que AEC había adquirido un interés económico en el Bloque 15. Ecuador intenta disminuir el valor de estas presentaciones argumentando que la descripción de OEPC del Acuerdo Farmout como traspaso del interés económico era insuficiente. Sin embargo, como han demostrado los Demandantes, esa descripción era totalmente exacta para el earn-in period de la transacción. A la luz del considerable esfuerzo hecho por OEPC para informar a Ecuador acerca del traspaso del interés económico y de su revelación pública de la transacción, no es plausible suponer que los esfuerzos de OEPC en realidad fueron parte de una campaña para ocultar información. OEPC no tenía motivo para ocultar ningún aspecto de su relación con AEC, en cambio decidió comunicar repetidas veces que AEC estaba adquiriendo un interés económico en el Bloque 15.

223. Las Demandantes refutan como sigue la alegación de la Demandada de que gracias a la auditoría realizada por Moores Rowland en 2003/2004 pudo dilucidar inadvertidamente la verdadera naturaleza de los Acuerdos de Farmout:

La Dirección Nacional de Hidrocarburos participaba continuamente en intercambios o discusiones acerca del “Farmout”, y recibía copias del “Farmout” y de los “Operating Agreements”, entre febrero y principios de mayo de 2004. Ni una sola vez durante ese período – ni después hasta que se dictó el Laudo del IVA – la Dirección Nacional de Hidrocarburos sugirió que se había enterado de algo a través de Moores Rowland que no supiera ya acerca del “Farmout”. Ni una vez la Dirección Nacional de Hidrocarburos sugirió que OEPC haría frente a la caducidad debido al “Farmout”. Por el contrario, el 10 de mayo de 2004, después de haber discutido el asunto con Moores Rowland y con OEPC, la Dirección Nacional de Hidrocarburos sostuvo específicamente la conclusión de que sería “prudente” que OEPC “definiera y acelerara el proceso de cesión de derechos y obligaciones a AEC” para que el Ministro de Energía y Minería pudiera autorizar el traspaso del título legal y “así evitar cualquier observación de parte de las autoridades regulatorias”. Así, no sorprende que, como se mencionó anteriormente [...] Ecuador nunca alegó ocultamiento durante todo el procedimiento de caducidad ni en el Decreto de Caducidad.

224. Además de oponerse a la “teoría del ocultamiento” de la Demandada, las Demandantes rechazan el argumento de esta última de que el Decreto de Caducidad haya estado destinado a implementar de buena fe una política regulatoria legítima. En este

sentido, las Demandantes afirman que las preocupaciones sobre políticas expresadas por la Demandada se encuentran contempladas en la Cláusula 16.2 del Contrato de Participación, que dispone:

La prohibición de transferir o ceder los derechos [...] no obsta para que puedan ser negociadas libremente las acciones de la Contratista sin necesidad de dicha autorización, a condición de que la negociación de dichas acciones no cambie, modifique o extinga la personalidad jurídica de la Contratista, ni constituya disminución en su capacidad administrativa, financiera y técnica.

225. Las Demandantes sostienen que, conforme a dicha disposición, “OPC podría haber vendido su participación del 100% en OEPC a AEC. Mientras OEPC mantuviera ‘su capacidad administrativa, financiera y técnica’, la transacción no violaría la política inherente a la LHC ni justificaría ninguna sanción”.

226. Las Demandantes sostienen que los Acuerdos con AEC no menoscababan la capacidad de OEPC de cumplir con el Contrato de Participación y que, incluso si AEC hubiera operado el Bloque 15 (hecho que niegan), la Demandada no ha negado el hecho de que ya había examinado exhaustivamente a AEC y estaba dispuesta a aceptarla como operadora de dicho Bloque. Las Demandantes alegan, además, que el Ministro Terán admitió que la existencia de una relación financiera entre OEPC y AEC beneficiaba a la Demandada. Por ende, las Demandantes concluyen que el Acuerdo de Farmout no provocó ningún daño a la Demandada y que, por el contrario, le acarreaba considerables beneficios.

227. En relación con los derechos correspondientes a AEC de conformidad con el Acuerdo de Farmout y el Contrato de Operación Conjunta, las Demandantes niegan la alegación formulada por la Demandada de que existía un “control de las operaciones”:

El argumento de Ecuador de que se produjo una cesión dentro del significado del Artículo 74.11 se basa en la aseveración de que “es suficiente si el Contratista acuerda compartir derechos [bajo el Contrato de Participación] con un tercero, o de otra manera da al tercero la capacidad para influir en el cumplimiento del contrato por parte del Contratista”. Su argumento de que se había formado un consorcio dentro del alcance del Artículo 74.12 también se basa en la afirmación de que OEPC y AEC “celebra[ron] un acuerdo vinculante según el que se comprometieron a trabajar juntos para las operaciones de exploración o producción”.

Ambas afirmaciones son, de hecho, incorrectas. De acuerdo con los términos del Operating Agreement, AEC *no podía* dirigir ni la administración diaria ni la estrategia de desarrollo a largo plazo del Bloque 15; y AEC *nunca* dirigió ni la administración diaria ni la estrategia de desarrollo a largo plazo del Bloque 15. (Énfasis en el original)

228. Específicamente, las Demandantes refutan el argumento expuesto por la Demandada de que las disposiciones sobre financiación y voto del Contrato de Operación Conjunta conferían a AEC poder de control sobre las operaciones del Bloque 15. Según las Demandantes, tales disposiciones sólo autorizaban a AEC a tomar decisiones financieras, no operativas. Las Demandantes declaran lo siguiente:

De acuerdo con el Operating Agreement, se preveía que OEPC y AEC *financiaran* de manera conjunta las operaciones en el Bloque 15 como “operaciones conjuntas” y que sus procedimientos de votación darían a ambas partes un voto sobre si una operación conjunta particular debía recibir esa financiación. Cláusula 5.13. Ecuador cita estos procedimientos de votación para argumentar que “todas las decisiones operativas significativas . . . requerían la aprobación de AEC”. Esto simplemente no es verdad. El único derecho que AEC tenía de acuerdo con estas disposiciones sobre votación era el derecho a negarse a *financiar* cierta operación mediante la no aprobación de ciertos puntos de un plan y presupuesto de trabajo —no un derecho a impedir que OEPC *llevara a cabo* la operación en general.

[...]

Incluso disponiendo de total acceso a los voluminosos expedientes que OEPC dejó en Ecuador, las únicas pruebas que Ecuador puede aportar para respaldar su argumento son unos pocos documentos que demuestran nada más que la frustración de AEC frente a su falta de participación en las operaciones del Bloque 15 y unas pocas cartas recomendando o “aprobando” temas operativos específicos. Como se explicó anteriormente, la “aprobación” de AEC sólo afectaba el financiamiento de las operaciones, no las operaciones en sí. Ecuador no ha ofrecido ninguna prueba que demuestre que AEC tenía algún control sobre

las operaciones en el Bloque 15. En realidad, la frustración mostrada en las pocas cartas citadas por Ecuador prueba la ausencia de control por parte de AEC en lugar de la capacidad de hecho para controlar estas operaciones.

[...]

OEPC establecía solo los Planes de Desarrollo estratégicos clave y los Planes de Trabajo y el Presupuesto, y OEPC retuvo para sí la autoridad final para la toma de decisiones sobre las operaciones diarias. AEC aportaba puntos de vista y consejos sobre operaciones específicas basándose en su evaluación independiente y en su experiencia en la operación de otros bloques. AEC nunca retiró fondos y sabía que no podía asumir el riesgo sin contar con OEPC. Tal como los reclamos de AEC acerca de su falta de participación en las operaciones del Bloque 15 prueban, OEPC nunca dudó en ejercer su autoridad final de toma de decisiones. AEC era un inversor cauto, pero nunca ejerció derechos ni asumió obligaciones en virtud del Contrato de Participación ni hizo que OEPC se apartara de sus planes y objetivos operativos. (Énfasis en el original)

229. En palabras de las Demandantes, “OEPC siempre estuvo preparado para escuchar las opiniones de AEC pero, en última instancia era OEPC el soberano en la toma de decisiones operativas”. Las Demandantes sostienen que, en teoría, AEC no adquirió derechos en virtud del Acuerdo de Farmout ni del Contrato de Operación Conjunta para dirigir la administración cotidiana o la estrategia de desarrollo a largo plazo del Bloque 15, por lo que mal pudo ejercerlos en la práctica. En este sentido, las Demandantes agregan que “seguir un consejo gratuito de vez en cuando no equivale a otorgar derechos de control operacional”.

230. Por último, las Demandantes niegan que AEC y OEPC hayan acordado crear un consorcio o una asociación. Esta alegación, según las Demandantes, constituye en realidad un “nuevo” argumento invocado por la Demandada para justificar el Decreto de Caducidad. Las Demandantes rechazan dicho argumento en los siguientes términos:

[N]o ha ocurrido ningún Supuesto de Caducidad contemplado en el Artículo 74.12 porque: (i) un consorcio debe tener una personalidad jurídica separada y AEC y OEPC no crearon ninguna entidad con personalidad jurídica separada; y (ii) aún cuando no se exigiera una personalidad jurídica separada, los miembros

de un consorcio deben asumir responsabilidad solidaria; OEPC permaneció en todo momento la única parte del Contrato de Participación con Petroecuador y Ecuador, y debido a que AEC nunca asumió responsabilidad alguna bajo el Contrato de Participación, OEPC jamás asumió responsabilidad solidaria con AEC frente a Petroecuador y Ecuador. En cualquier caso, los principios generales del derecho de Ecuador y del derecho internacional impiden la imposición de castigos sobre la base de conceptos tan mal definidos como lo está el término “consorcio” en la ley ecuatoriana.

231. Por consiguiente, las Demandantes cuestionan la definición de “consorcio” propuesta por la Demandada y concluyen lo siguiente:

Ante la imposibilidad de demostrar que OEPC y AEC formaron un consorcio, Ecuador intenta emplear definiciones amplias insostenibles y argumenta que se crea un consorcio según el significado del Artículo 74.12 toda vez que las partes “celebran un contrato vinculante por el cual se comprometen a trabajar juntas en las operaciones de exploración o explotación.”

Tal como se demostró precedentemente, esta definición nebulosa carece de fundamento, pero ni el Farmout ni el Contrato de Operaciones cumplen siquiera con la definición insosteniblemente amplia de Ecuador. Tal como se demostró precedentemente, AEC no adquirió ni ejerció ningún derecho bajo el Acuerdo Farmout ni el Contrato de Operaciones para llevar a cabo las operaciones diarias o para desarrollar la estrategia a largo plazo del Bloque 15. Por lo tanto, aún según la definición equivocada de Ecuador, OEPC y AEC no formaron ningún consorcio.

(b) *Supuestas violaciones de la normativa sobre hidrocarburos*

232. Las Demandantes califican como infundadas, triviales e irrelevantes a todas las alegaciones sobre infracciones técnicas esgrimidas por la Demandada y, en tal sentido, declaran:

Las 62 supuestas infracciones técnicas a las que se hace referencia en el Decreto de Caducidad ocurrieron a lo largo de un período de 5 años, 2001-2006, y pueden agruparse de la siguiente manera: (i) 12 acusaciones de perforación de pozos individuales sin autorización previa o sin la notificación correspondiente; (ii) 14 acusaciones de producción de pozos individuales sin tasa autorizada o por encima de la tasa autorizada; (iii) 22 acusaciones de presentación de informes, tales como la presentación extemporánea de los informes finales de perforación; y (iv) 11 acusaciones varias. Como consecuencia de la falta de documentación de soporte de casi la mitad de las 62 infracciones alegadas en el expediente administrativo, los Demandantes han sido incapaces de en cualquier modo determinar la naturaleza de tres de esas infracciones.

233. Asimismo, las Demandantes refutan este argumento de la Demandada al señalar que “no ha ocurrido ningún Supuesto de Caducidad contemplado en el Artículo 74.13 ya que Ecuador no ha: (i) documentado casi la mitad de las infracciones sobre las que intentaba fundar el Decreto de Caducidad; ni (ii) refutado que las infracciones documentadas alegadas fueron aplicaciones erróneas de las normas de la HCL, que tuvieron lugar en los campos unificados de PetroEcuador con su conocimiento y la aprobación, y/o que fueron errores administrativos o de otro modo de una naturaleza menor”.

234. Asimismo, las Demandantes alegan que “las únicas infracciones presuntas sobre las que Ecuador dedica algún esfuerzo para describir como serias y sustanciales son aquellas que alegan que OEPC incurrió en sobreproducción en ciertos pozos individuales” y equivalen a 4 de las 62 infracciones aludidas. Las Demandantes indican además que, al igual que las restantes compañías petroleras que operan en Ecuador, OEPC pagó sus multas por sobreproducción (pagó, como máximo, \$3.000 por cada una). Por último, remiten expresamente a un dictamen de PetroEcuador referido a Petrobras según el cual las infracciones técnicas por las que ya se hubiera pagado una multa no pueden dar lugar a la caducidad.

(c) Supuestas presiones diplomáticas

235. Las Demandantes se refieren a la acusación de la Demandada de que pretendieron contar con la asistencia del Gobierno de los Estados Unidos de América en incumplimiento del Contrato de Participación señalando desde un principio que se trata

de un argumento completamente “nuevo”, presentado por primera vez por la Demandada en este arbitraje. En particular, las Demandantes declaran los siguiente:

La nueva teoría de Ecuador debería ser desestimada debido a que (i) bajo el derecho internacional el Tribunal debería valorar la legitimidad de la conducta de Ecuador exclusivamente sobre la base de las razones establecidas en el Decreto de Caducidad; (ii) la Cláusula es inexigible como una cuestión de derecho internacional; (iii) Ecuador está impedida de invocar la Cláusula 22.2.1 porque tenía conocimiento de los hechos pertinentes mucho antes de que iniciara este proceso de caducidad en 2004; y (iv) Ecuador no probó que Occidental cometió cualquier conducta prohibida luego de que comenzara el proceso de caducidad (y por supuesto luego de 2002). Por el contrario, una vez que Ecuador inició dicho proceso en 2004, OEPC sistemáticamente informó al Gobierno de los EE.UU. que no solicitaba asistencia diplomática.

236. En consecuencia, las Demandantes sostienen que la Demandada tenía pleno conocimiento del contacto que OEPC mantenía frecuentemente con el Gobierno de los Estados Unidos en relación con la controversia sobre el IVA del período 2001-2002. Sin embargo, OEPC no solicitó la asistencia del Gobierno de dicho país con posterioridad al año 2002, es decir, en lo que respecta a la controversia sobre caducidad.

3. *El segundo argumento principal de las Demandantes: violación al margen de cualquier posible Causal de Terminación*

237. Subsidiariamente, las Demandantes señalan que incluso si se comprobara la existencia de una Causal de Terminación, la rescisión del Contrato de Participación fue ilícita en virtud de lo dispuesto en el Tratado y en el derecho ecuatoriano, debido a que se trató de una medida manifiestamente injusta, arbitraria, discriminatoria y desproporcionada. En palabras de las Demandantes:

Tanto el Tratado como el derecho ecuatoriano garantizaban a los Demandantes y a sus inversiones un tratamiento justo, no arbitrario y no discriminatorio. Al aprobar el Decreto de Caducidad, Ecuador ignoró manifiestamente estas normas. Habiendo premeditado abiertamente la terminación, Ecuador impuso un castigo manifiestamente desproporcionado a los Demandantes basándose en

fundamentos que nunca sustanció frente a las enérgicas defensas de OEPC y que fueron considerados insuficientes para justificar la caducidad del contrato en el caso de otras compañías petroleras.

238. La discrecionalidad de la decisión ministerial que dio lugar al Decreto de Caducidad es fundamental a los efectos del segundo argumento desarrollado por las Demandantes. Invocando el Artículo 79 de la LHC sobre nulidad de una transferencia o cesión no autorizada, las Demandantes alegan que “la nulidad de la transferencia misma, tal como el Acuerdo de Farmout si fuera ilegal, es obligatoria, pero la posibilidad de declarar la caducidad del contrato subyacente, el Contrato de Participación, es enteramente discrecional”. En función de ello, las Demandantes afirman que la forma en que el Ministro ejerció su discreción violó no sólo el Tratado sino también el derecho ecuatoriano por los siguientes motivos:

- (i) El Decreto de Caducidad fue manifiestamente desproporcionado;
- (ii) El Decreto de Caducidad frustró las expectativas legítimas de las Demandantes;
- (iii) El Decreto de Caducidad fue injusto y arbitrario;
- (iv) El Decreto de Caducidad fue discriminatorio;
- (v) El Decreto de Caducidad les negó protección y seguridad plenas a las Demandantes;
- (vi) El Decreto de Caducidad expropió las inversiones de las Demandantes sin que mediara compensación; y
- (vii) la Demandada permitió que PetroEcuador y Petroproducción fueran cómplices de la sanción del Decreto de Caducidad.

239. En relación con su acusación de que la terminación del Contrato de Participación fue manifiestamente injusta, arbitraria, discriminatoria y desproporcionada, las Demandantes reiteran su afirmación de que la Demandada dio por terminado el Contrato de Participación por razones de conveniencia política y no en función de pruebas o de la

ley. Asimismo, las Demandantes destacan que la Demandada no ha rescindido los contratos celebrados con otras operadoras de gas y de petróleo establecidas en el Ecuador (por ejemplo, Tripetrol y Petrobras), a pesar de que dichas compañías han efectuado cesiones de derechos y obligaciones sujetas a aprobación gubernamental, mientras que se presume que otras (como Petrobell, Perenco, Tecpecuador y Canadá Grande) han cometido tantas o más infracciones técnicas que OEPC en lo que respecta a la producción.

240. Adicionalmente, las Demandantes invocan la prohibición contra medidas desproporcionadas incluida en el Tratado y niegan la afirmación de la Demandada de que toda violación del Artículo 74 justifica la terminación del Contrato de Participación:

Aceptar la proposición simplista de Ecuador, para la cual no cita fuente alguna, de que la imposición “de la sanción en sí establecida por la ley en un contexto específico” resulta *per se* proporcionada negaría la propia esencia del principio de proporcionalidad. Un fallo que determina que ha ocurrido una conducta prohibida *no* resulta suficiente para justificar que la administración imponga la sanción más severa del arsenal administrativo. La administración también debe examinar cuidadosamente las circunstancias particulares de la conducta prohibida alegada, incluyendo las consecuencias que surgen de la misma. Tal como lo demuestran los casos citados anteriormente, el Ministro tuvo que determinar que el contrato ya no resultaba viable, o al menos que había ocurrido un daño serio, así como determinar que la política subyacente de la norma contractual había sido violada, antes de que pudiera declarar la caducidad del contrato de OEPC. No se efectuó dicha determinación en este caso, y tal como se demostró precedentemente, ninguna podría haberse efectuado. (Énfasis en el original)

241. Al referirse a las circunstancias en las que se dictó el Decreto de Caducidad, las Demandantes sostienen que nada tuvieron que ver con el supuesto de interés general y reiteran que la Demandada ya había evaluado a AEC y se disponía a aceptarla como participante del Bloque 15. En este sentido, las Demandantes agregan que ni el Acuerdo

de Farmout ni las presuntas infracciones técnicas impidieron proseguir con el cumplimiento del Contrato de Participación ni causaron daños a la Demandada.

242. En cuanto a sus expectativas legítimas, las Demandantes rechazan la sugerencia de la Demandada de que no tenían derecho a confiar en la presunta familiaridad de la Demandada con el Acuerdo de Farmout. En particular, se oponen a la interpretación que la Demandada hace del caso *Temple of Preah Vihear*, referido a la doctrina de los actos propios. Las Demandantes manifiestan:

Sin embargo, contrario a lo que sostiene Ecuador, este principio no se encuentra en ninguna parte del texto de *Temple of Preah Vihear*, ni es una regla asentada de derecho internacional. Por el contrario, la doctrina de *estoppel* en el derecho internacional tradicionalmente ha incluido dos elementos: (i) declaraciones o *conducta* claras, voluntarias y autorizadas de una parte y (ii) confianza de la otra parte que trae aparejado un detrimento para la parte que confía o una ventaja para la parte que efectuó la declaración o que llevó a cabo la conducta. (“Lo que aparece como el denominador común de los varios aspectos de la doctrina de *estoppel* que han sido analizados, es el requisito que el Estado debería mantener ante una situación de hecho o de derecho *una actitud consistente con lo que se sabía que se había adoptado* con respecto a las mismas circunstancias en ocasiones anteriores.”) (énfasis agregado); (“El *estoppel* opera asumiendo que una de las partes ha sido inducida a actuar confiando en las declaraciones o en la *conducta* de la otra parte de forma tal que ésta sería perjudicada si la otra parte ulteriormente cambia su posición.”). (Énfasis en el original)

243. Por último, las Demandantes señalan que el argumento usado como “comodín” por la Demandada en el sentido de que OEPC debería haber agotado los recursos locales era falaz como una teoría sobre la competencia y continúa siéndolo en su “reencarnación” como teoría sobre el fondo, toda vez que el mismo Tratado exigía que las Demandantes hicieran una elección irrevocable entre iniciar una acción ante los tribunales ecuatorianos o recurrir a este Tribunal.

B. La posición de la Demandada

1. Síntesis de la posición de la Demandada

244. En el comienzo de sus escritos, la Demandada califica como pura ficción a la postura de las Demandantes, en la medida en que se basa en un supuesto “acuerdo inocuo que el Gobierno conocía desde el principio”. La Demandada resume su apreciación de los hechos del caso en los siguientes términos:

La operación de la OEPC con AEC *no* tenía la naturaleza inocua que los Demandantes sugieren; *sí* requería aprobación por parte del Ministerio de Energía y Minas (el “Ministerio”) y *no* fue adecuadamente revelada a Ecuador. De hecho, los Demandantes informaron en reiteradas oportunidades al Gobierno que la “primera etapa” de la negociación incluía solo la transferencia de lo que ellos llamaban un “interés económico” pasivo que no tenía ningún efecto en el Contrato de Participación. Esto era falso. Lejos de asignar un mero “interés económico”, el llamado “Acuerdo Farmout” transfirió a AEC un “interés económico directo” o “beneficio de participación” en el Bloque 15. Como consecuencia, la OEPC estaba obligada desde el comienzo de la relación “a actuar en cuanto a los Intereses del Farmout de [AEC] como si [AEC] impartiera directivas periódicamente *tal como si [AEC] fuera parte de los Acuerdos de Participación con derecho legal a un beneficio del 40% de los Acuerdos de Participación*”. Este aspecto fundamental del acuerdo OEPC/AEC nunca fue revelado a Ecuador.

El mismo día en que se firmó el Acuerdo Farmout, OEPC y AEC también celebraron un “Contrato de Operación Conjunta” que no fue revelado. En virtud de ese acuerdo, AEC obtuvo el derecho de designar un representante en el Comité Directivo del Bloque 15, el cual “supervisaba y dirigía” las operaciones del Bloque 15. También tenía la capacidad de vetar las decisiones más importantes relacionadas con las operaciones del Bloque 15, como por ejemplo la adopción del plan de desarrollo, el programa de trabajo y el presupuesto. Por otra parte, AEC podía, a su elección, llevar a cabo “operaciones exclusivas” en el Bloque 15 sin la participación o aprobación de OEPC. En resumen, se requería que OEPC obtuviera la aprobación de AEC para realizar las operaciones más importantes, incluyendo, pero no limitándose a:

- Presentación de planes de desarrollo;
- Presentación de programas de trabajo o presupuestos;
- Toma de decisiones financieras;
- Designación de descubrimientos de petróleo como comerciales;

- Realización de enmiendas o extensiones al Contrato de Participación, y
- Cesión, venta, otorgamiento de licencia o transferencia de los derechos del Contrato de Participación.

Resulta indiscutible que OEPC no reveló a Ecuador los términos anteriormente mencionados. Asimismo, durante las numerosas reuniones mantenidas con el Gobierno en los años 2000 y 2001, OEPC *jamás* entregó al Gobierno copias del Acuerdo Farmout o del Contrato de Operación Conjunta. Por lo contrario, OEPC informó engañosamente al Gobierno que aún estaba en negociaciones con AEC sobre cualquier posible futura transferencia de derechos. En realidad, el Acuerdo Farmout y el Acuerdo de Operaciones Conjuntas habían sido firmados el 19 de octubre de 2000, 5 días *antes* de la primera reunión que se sostuvo sobre el tema entre la OEPC y el Gobierno.

Una vez entendidos estos hechos sencillos, surge la verdadera historia. Tal como lo afirma Pablo Terán, en ese entonces Ministro de Energía y Minas, en su declaración testimonial, el Gobierno nunca fue informado sobre un “farmout” o sobre el hecho de que se hubiera realizado (o se fuera a realizar en un futuro cercano) una transferencia efectiva de derechos y obligaciones significativos en virtud y en relación con el Contrato de Participación. Por otra parte, el Ministro Terán explicó claramente a OEPC que *sería* necesaria la aprobación en el caso de y en el momento que OEPC y AEC llegaran a un acuerdo sobre la transferencia de derechos y obligaciones relacionada con el Contrato de Participación.

De este modo, el Ministro Terán envió una carta a OEPC con fecha 17 de enero de 2001 en la que expresaba que aguardaría hasta que OEPC y AEC llegaran a un acuerdo sobre la transferencia de derechos y obligaciones en virtud del Contrato de Participación y que sería de esperar que OEPC solicitara la aprobación previa en ese momento. Además advirtió que una transferencia de ese tipo sin autorización “provocaría la caducidad del contrato”. Sin saberlo el Gobierno, los acuerdos de transferencia entre OEPC y AEC ya habían sido suscritos tres meses atrás. (Énfasis en el original)

245. La Demandada objeta la interpretación que hacen las Demandantes del Acuerdo de Farmout y del Contrato de Operación Conjunta de la siguiente manera:

[...] los Demandantes sostuvieron que era permitido sin consentimiento cualquier acuerdo que no tuviera una escritura de traspaso formal de beneficio legal. La posición es artificial, poco sincera e insostenible tanto bajo la ley del Ecuador y como para el sentido común. El Acuerdo Farmout y el Contrato de Operación Conjunta crearon derechos efectivos inmediatos para AEC que le permitieron ejercer una influencia sobre el Área del Contrato de Participación. También crearon un medio por el cual las primas que surgieran de los beneficios del Bloque 15 podían ser percibidas por otras partes, con exclusión del Ecuador. Ambos son objetables a menos que se haya otorgado un consentimiento detallado con anticipación.

246. Asimismo, la Demandada cuestiona el supuesto intento por parte de las Demandantes de burlar el lenguaje de los acuerdos en cuestión:

Por consiguiente, el caso de las Demandantes ha sido reducido ahora a un argumento que, aunque el lenguaje real de los Documentos de Farmout estipulaba que AEC recibiera los derechos de explotación y gestión sobre el Bloque 15 en 2000, OEPC y AEC llegaron a cierto “acuerdo” no escrito de que estos derechos no se podían ejercer hasta la “segunda fase” de su transacción. Las Demandantes no señalan, ni puede hacerlo, ningún documento contemporáneo que refleje este acuerdo.

Más fundamentalmente, este argumento se contradice en forma rotunda con dos hechos innegables. *En primer lugar*, el argumento se contradice con lo que *dicen* en realidad los Documentos de Farmout. Esos convenios aclaran, sin lugar a dudas, que los derechos de explotación se otorgaron *inmediatamente*. De hecho, el momento preciso de la transferencia de estos derechos está claramente establecido por el mismo Acuerdo de Farmout:

El Interés Farmout que se transferirá a AECI *en la Fecha Efectiva* incluye un “interés de explotación” o “interés participativo” en los Contratos de Participación y en el Bloque 15, pero no incluye el título nominal legal de un interés en el Bloque 15

[...]

En segundo lugar, el argumento de las Demandantes de que los derechos de explotación cedidos a AEC eran “ilusorios” es refutado por la forma en que *actuaron* las partes. Como se expuso en los Párrafos 43 al 47 del Contramemorial de Ecuador, AEC ejerció sus derechos de explotación con respecto al Bloque 15 con frecuencia. Estos derechos no fueron precisamente “ilusorios”, y la conducta de AEC muestra de manera concluyente que no creía que lo fueran. (Énfasis en el original)

247. En cuanto a su postura general en el presente arbitraje, la Demandada sostiene que OEPC actuó de mala fe frente a funcionarios ecuatorianos al no revelar la verdadera naturaleza de su relación contractual con AEC. En particular, la Demandada se refiere a las circunstancias en las que los Acuerdos de Farmout fueron “descubiertos” inadvertidamente por Moores Rowland en el período 2003-2004, alegando que OEPC se negó en ese momento a dar a conocer los acuerdos.

248. Más específicamente, la Demandada afirma que la conducta de OEPC constituyó una causal válida de terminación del Contrato de Participación de conformidad con las disposiciones de los Artículos 74.11 y 74.12 de la LHC, esto es, como ya fue mencionado, si el contratista “traspasare derechos o celebrare contrato o acuerdo privado para la cesión de uno o más de sus derechos” o “integrare consorcios para las operaciones de exploración o explotación, o se retirare de ellos”, sin la autorización del Ministerio. Tal como argumentó la Demandada, “[s]e deduce necesariamente que el dictado del Decreto no podría haber sido una violación del Contrato de Participación ya que se rige por la ley del Ecuador”. La Demandada agrega:

[L]a declaración del Decreto se contempló explícitamente en el Contrato de Participación. Según se indicó anteriormente, el Contrato de Participación prevé con la cláusula 21.1.1 que el Contrato termina por *caducidad* si OEPC incurre en cualquiera de las causales que se especifican en el artículo 74 de la Ley de Hidrocarburos. En consecuencia, aunque el dictado del Decreto no fuera en sí un acto contractual, el Contrato claramente indicaba a OEPC que sería terminado bajo las precisas circunstancias que se produjeron en última instancia, y OEPC lo aceptó al momento de firmar el Contrato. El Decreto de *Caducidad* por lo tanto no puede considerarse en ningún caso un incumplimiento del contrato. De hecho, es difícil imaginar algún régimen legal que lo consideraría incumplimiento de contrato si una parte del contrato toma una acción que su contraparte ha consentido explícitamente y en respuesta a las propias violaciones de la contraparte con respecto a la ley e incumplimientos del contrato. (“Énfasis en el original)

249. En cuanto a la defensa planteada por la Demandada respecto del argumento de las Demandantes de que el Decreto de Caducidad fue dictado en violación tanto del Tratado como del derecho internacional (esto es, el segundo argumento principal de incumplimiento al margen de la existencia de una Causal de Terminación formulado por las Demandantes), la Demandada argumenta que “los aspectos relevantes de la ley ecuatoriana concuerdan con los estándares internacionales y fueron aplicados de manera equitativa y racional por el Ministro. Bajo dichas circunstancias, no puede considerarse

que Ecuador haya violado alguna de las obligaciones establecidas por el Tratado o por leyes internacionales relacionadas con la inversión de los Demandantes”. En consecuencia, la Demandada considera que “los intentos de las Demandantes de sembrar dudas sobre la meticulosidad e integridad de la investigación de la Caducidad que llevó dos años” son completamente infundados e irrelevantes.

250. Las defensas planteadas por la Demandada respecto de los dos argumentos principales de las Demandantes se analizarán a continuación en mayor detalle.

2. Defensa planteada por la Demandada respecto del primer argumento principal de las Demandantes: el Decreto de Caducidad cumplió plenamente con el derecho ecuatoriano

251. La Demandada alega que el Decreto de Caducidad cumplió plenamente con la legislación del Ecuador ya que la conducta de OEPC constituyó una causal válida de terminación del Contrato de Participación, el cual se rige por las leyes del Ecuador. La Demandada describe las causales de caducidad en virtud de lo dispuesto por los Artículos 74.11 y 74.12 de la LHC y sostiene que incluyen situaciones en las que “un tercero ha adquirido control o influencia sobre actividades operacionales en los campos relevantes, sin permitirle al Ministerio la necesaria oportunidad de evaluar la idoneidad de dicho tercero para este rol, o de controlar la identidad de las entidades que invierten en el sector de hidrocarburos en Ecuador”. El requisito relativo a la autorización en las situaciones descritas (y, su contracara, es decir, la prohibición de operaciones no autorizadas) se basa, en opinión de la Demandada, en razones válidas de política pública.

252. Asimismo, como parte de su argumento de que el Decreto de Caducidad cumplió plenamente con la legislación ecuatoriana, la Demandada sostiene que (i) la sanción de

caducidad era, *per se*, proporcional y apropiada en el presente caso; (ii) el Ministerio no se encontraba impedido de declarar la caducidad en virtud de las doctrinas de los actos propios, de confianza legítima y de buena fe, o de cualquier otra doctrina reconocida por la legislación del Ecuador; (iii) la Demandada respetó el derecho al debido proceso que le asiste a OEPC durante la etapa de investigación en el marco del procedimiento de caducidad y le dio a OEPC la oportunidad de impugnar el Decreto; y (iv) el requisito de que OEPC debía entregar todos sus equipos e instalaciones una vez declarada la caducidad fue aceptado por OEPC y desde ningún punto de vista puede considerarse inconstitucional.

(a) *Supuestas violaciones de los Artículos 74.11 y 74.12 de la LHC*

253. En primer lugar, la Demandada alega que OEPC ocultó el hecho de que había firmado un Acuerdo de Farmout con AEC sin la autorización previa del Ministro. En este sentido, la Demandada sostiene:

No cabe duda que OEPC celebró el Contrato de Explotación y el Contrato de Operación Conjunta sin autorización previa, y que no se otorgó ninguna autorización posterior. Si bien los Demandantes alegan que OEPC fue inducido a creer que ningún tipo de autorización *era necesaria* para sus contratos con AEC, los Demandantes no afirman que OEPC *obtuvo* alguna autorización. Por lo tanto, la única cuestión a resolver es si dichos contratos dieron lugar a un consorcio o una asociación para las operaciones de producción y exploración, o si constituyeron una transferencia de derechos o un contrato privado para la cesión de uno o más derechos según el Contrato de Participación. (Énfasis en el original)

254. Desde el punto de vista de la Demandada, la controversia entre las partes es evidente. La Demandada afirma que las partes están de acuerdo respecto de determinados hechos centrales, incluidos los siguientes, los cuales considera “fatales” para el caso de las Demandantes: (i) que OEPC consistentemente le informó al Gobierno que planeaba

transferir únicamente un “interés económico” a AEC; (ii) que OEPC nunca le informó al Gobierno que se le habían otorgado a AEC derechos administrativos y operativos en relación con el Bloque 15; (iii) que OEPC nunca le entregó al Gobierno copias de los documentos de Farmout; y (iv) que OEPC nunca describió la operación como un “farmout” en las comunicaciones que mantuvo con el Gobierno.

255. La Demandada considera que las Demandantes son responsables de “un patrón de engaño” y que “merecían perder su contrato”. Las Demandantes también son acusadas de intentar “eludir la prueba de engaño en su Contestación, poniendo en duda la imparcialidad del proceso de caducidad en sí”.

256. En relación con el argumento de las Demandantes según el cual la Demandada supuestamente le dio a entender a OEPC que no era necesario obtener una autorización, la Demandada argumenta:

Los Demandantes sostienen que OEPC actuó justificadamente al seguir con sus acuerdos con AEC sin la autorización del Ministerio, puesto que funcionarios ecuatorianos le hicieron creer que la autorización no era necesaria. Esta afirmación no es sostenible por dos simples razones. **Primero**, los funcionarios en cuestión no pudieron haber ofrecido de ninguna manera una valoración significativa respecto a que si la autorización era necesaria o no sin tener conocimiento de la naturaleza verdadera del acuerdo entre OEPC y AEC, y OEPC sabía esto. **Segundo**, esos funcionarios hicieron hincapié en que OEPC necesitaría obtener la autorización del Ministerio antes de realizar cualquier transferencia de derechos. (Énfasis en el original)

257. Tal como se mencionara anteriormente, la Demandada también sostiene que el Acuerdo de Farmout derivó en algo más que en la transferencia de un mero “beneficio económico” y que el uso de esa expresión “fue pensado para confundir”. En opinión de la Demandada, la realidad es que “[l]ejos de ser una simple transferencia de un ‘interés económico’ pasivo, el Acuerdo de Farmout y el concomitante Contrato de Operación

Conjunta, inmediatamente AEC se consideró socio de pleno derecho en las operaciones del Bloque 15 y le transfirieron derechos administrativos y responsabilidades significativas sobre el Bloque 15”.

258. Haciendo referencia, entre otras cuestiones, a la Cláusula 5.9 del Contrato de Operación Conjunta titulado “Procedimiento para la votación”, la Demandada destaca que “todas las decisiones operativas de importancia concernientes al Bloque 15 requerían la aprobación de AEC” y cita dicha disposición:

5.9 Procedimiento para la votación

[...]

5.9.2 Los siguientes actos requerirán el voto afirmativo de una (1) o más Partes que, al momento, tuvieran colectivamente al menos sesenta y seis y un porcentaje de sesenta y seis con dos tercios (66-2/3%) de los Beneficios de Participación [lo que necesariamente incluiría a AEC].

5.9.2.1 Aprobación de un Plan de Desarrollo.

5.9.2.2 Aprobación de un Programa de Trabajo y Presupuesto o de cualquier enmienda o modificación del mismo.

5.9.2.3 Gastos superiores a los previstos en cualquier cuestión operativa de un Programa de Trabajo y Presupuesto aprobado que fueran superiores al veinte por ciento (20%) o U.S. \$1,000,000, el que resultara menor, del monto autorizado para dicha cuestión operativa, o gastos superiores a los previstos para un Año Calendario de un Programa de Trabajo y Presupuesto completo de más del diez por ciento (10%) o U.S. \$5,000,000, el que resultara menor, y

5.9.2.4 Decisiones sobre financiamiento de Operaciones Conjuntas (incluyendo cualquier decisión de pago de deuda o cualquier tipo de financiamiento) previa a la Fecha de Transferencia.

[...]

259. La Demandada agrega:

[D]esde un principio OEPC fue “obligado, por cuenta y riesgo propio de [AEC], a actuar respecto del Interés de Farmout de AECI según lo determinase apropiado AECI *como si AECI fuese parte de los Contratos de Participación con*

titularidad de un interés del 40% en los Contratos de Participación y los intereses originados por ellos en el Bloque 15”.

Además, el Acuerdo Farmout establece que AEC tendrá derecho a todos los “derechos y beneficios... de la misma manera y en la misma medida como si AECI fuese titular de un interés económico del 40% como participante en los Bienes de Explotación como un No-Operador según lo establecido en el Contrato de Operación Conjunta, tanto con anterioridad como con posterioridad a que la titularidad del interés de participación... sea otorgado a AECI por OEPC”. De esta manera, AEC debía ser tratado *exactamente* como si fuese parte del Contrato de Participación celebrado entre AEC y OEPC desde el momento en que el Contrato de Participación fue concluido. De esta manera, el hecho de que el Acuerdo Farmout otorgara a AEC intereses y facultades *idénticas* antes y después de que OEPC efectuara la transferencia de “titularidad” a AEC como estaba contemplado demuestra que la transferencia de “titularidad” formal fue inconsecuente con el control de AEC sobre los intereses en cuestión. (Énfasis en el original)

260. Haciendo hincapié en el hecho de que la Cláusula 7.2.1 del Contrato de Operación Conjunta establece que AEC puede, a su discreción, realizar “operaciones exclusivas” en el Bloque 15 (las cuales se definen como operaciones por las que no puede responsabilizarse a todas las partes que celebraron el Acuerdo), la Demandada interpreta los derechos de AEC en virtud de dicho Acuerdo de la siguiente manera:

No eran simplemente derechos en papel. Como lo prueba la correspondencia y las actas de las reuniones entre AEC y OEPC presentados por los Demandantes en este arbitraje, AEC de hecho ejercía sus derechos administrativos y operativos respecto de Bloque 15 y consideraba el acuerdo como un “*joint venture*” entre las dos empresas. AEC recibió y ejerció derechos de votación con respecto a localizaciones de pozos, cooperó en decisiones de planificación y presupuesto, y participó en operaciones del Bloque 15, respecto de lo cual demostró su voluntad de ejercitar sus derechos en la gestión de decisiones importantes.

[...]

Como previamente se anotó, uno de los fundamentos para la declaración de *caducidad* del Gobierno fue que OEPC y AEC integraron un consorcio desautorizado, violando la Ley de Hidrocarburos. Y eso es precisamente lo que OEPC y AEC conformaron. En realidad, en sus comunicaciones comerciales habituales, las mismas empresas se referían a su acuerdo como a un “consorcio”. En abril de 2004, por ejemplo, representantes de AEC y OEPC discutieron la posibilidad de solicitar al Ministerio la autorización para la transferencia del “título legal” de los derechos de OEPC en beneficio de AEC, y los representantes de AEC indicaron que AEC preferiría, por lo pronto, demorar la presentación de

la solicitud de autorización ante el Gobierno: “Para su información, mi preferencia al momento, es no hacer nada durante este año calendario, y el año próximo presentar al gobierno la propuesta de pagar la transferencia impositiva *pero continuar manteniendo el ‘consorcio’ fuera del país*” – en otras palabras, continuar ocultándolo al Gobierno.

No es sorpresa que se emplee esta terminología, dado que el acuerdo entablado entre OEPC y AEC era de la naturaleza de los comúnmente llamados consorcios en la industria internacional del petróleo y del gas. Según explica el Sr. Martin, el término “consorcio” se aplica típicamente en la industria para encuadrar, “[un] grupo de empresas que operan en forma conjunta, normalmente en sociedad con una empresa operadora con permiso otorgado, licencia, contrato de área, bloque, etc.” El Sr. Martin amplía que este concepto “describe exactamente lo que las empresas internacionales O&G se comprometieron a hacer en los acuerdos de arrendamiento y los AOC, incluyendo el Acuerdo Farmout y el Acuerdo de Operación que OEPC y AEC firmaron, llevando a cabo sus actividades en el Bloque 15”. (Énfasis en el original)

261. Según la Demandada, en los casos de violación del Artículo 74 no es necesario demostrar el “control” en sí mismo:

[L]os peritos del Demandante declaran que los derechos del Comité de Administración de AEC pueden haber sido insuficientes para otorgarle el “control” de las operaciones en el Bloque 15. Esto es otra pista falsa porque un tercero no necesita tener el “control” sobre las operaciones para que ocurra una violación del artículo 74. Por el contrario, como lo explica el Dr. Merlo, una “transferencia de derechos” ocurre cuando el contratista le transfiere el derecho al cesionario de participar en decisiones estratégicas y operativas relacionadas con la exploración o extracción de petróleo, dándole así influencia sobre las operaciones. De manera similar, se forma un “consorcio” dentro de la definición del artículo 74.12 si un contratista y un tercero “celebran un contrato forzoso a través del cual se comprometen a trabajar juntos para la exploración u operaciones de producción”. Por lo tanto, ningún tipo de violación es contingente a que el tercero obtenga un “control efectivo de la operación”.

262. En cualquier caso, la Demandada considera que AEC efectivamente ejerció derechos administrativos y operativos desde el comienzo de su relación con OEPC. Siguiendo esta línea, la Demandada sostiene que OEPC y AEC formaron un consorcio no autorizado para la exploración y la explotación de petróleo en violación del Artículo 74.12 de la LHC. Asimismo, la Demandada rechaza el argumento de las Demandantes según el cual para que un “consorcio” pueda llevar a cabo las operaciones conjuntas debe

crearse una persona jurídica independiente. Haciendo referencia a la jurisprudencia ecuatoriana en este sentido, la Demandada sostiene:

Así, mientras las Demandantes sostienen que la constitución de un consorcio requiere la creación de una persona jurídica distinta, el fallo establece claramente que el solo acuerdo entre las partes de constituir un consorcio (tal como lo define la Corte) es suficiente para crear un consorcio y que, como consecuencia del acuerdo entre las partes, existe una nueva persona jurídica, sin la necesidad de cumplir con formalidad especial alguna.

No se puede discutir que OEPC y AEC ambos (i) “contribuyeron algo en común” (con la contribución de AEC consistente, entre otros, en proporcionar fondos y experiencia para el desarrollo del Bloque 15), y (ii) “dividieron entre ellos los beneficios derivados de la actividad común”, en la proporción de 60%-40%, menos los costos operativos asumidos en la misma proporción. Resulta que OEPC y AEC *sí* constituyeron un consorcio, de acuerdo con la definición expuesta por la Corte. Aunque esto no es relevante para el presente caso, también resulta que este consorcio tenía personería jurídica independiente. (Énfasis en el original)

263. Asimismo, la Demandada afirma que para la formación de un consorcio en virtud de las leyes del Ecuador no es necesario que el tercero asuma responsabilidad solidaria por el cumplimiento del Contrato de Participación.

264. La Demandada afirma, además, que el Acuerdo de Farmout constituyó una transferencia de derechos y un contrato de cesión de derechos a favor de AEC en violación del Artículo 74.11 de la LHC. Sostiene que, a los fines de dicho Artículo, “no es necesario que el contratista se prive completamente de los derechos en cuestión; resulta suficiente que el contratista acepte compartir dichos derechos con un tercero, o que otorgue al tercero la posibilidad de influir en el cumplimiento del contrato por parte del contratista”. Como conclusión, la Demandada sostiene que el argumento de las Demandantes de que no se llevó a cabo una “cesión” efectiva constituye una “pista falsa”.

265. En cuanto al argumento de las Demandantes de que OEPC efectivamente dio a conocer a funcionarios ecuatorianos la existencia del Acuerdo de Farmout con AEC, la Demandada niega que tal hecho se haya revelado y se refiere, en particular, a la reunión que mantuvieron OEPC, AEC y el Ministro Terán en la oficina de este último en Quito, el 24 de octubre de 2000:

En dicha reunión, OEPC y AEC mencionaron propuesta operación relacionada a Bloque 15. De modo general hablaron acerca de un “borrador”, sin referirse nunca a su negociación como un “farmout”, y sin haber presentado nunca al Ministro Terán el Acuerdo Farmout o del Contrato de Operación Conjunta. No obstante, ese borrador (ahora hecho público por el Demandante en este arbitraje) *confirma* que OEPC y AEC ocultaron la verdadera naturaleza de la transacción al Ministro Terán.

El borrador comienza aseverando que “Oxy y AEC han acordado que AEC asumirá un 40% del interés económico” y que no habrá “ningún cambio en las operaciones” y “ningún cambio inicial en los derechos contractuales y obligaciones o título legal del [Bloque 15]”. Lo que el Ministro Terán ignoraba, por supuesto, era que se estaba transfiriendo a AEC algo mucho más importante. El borrador de OEPC además sugiere que OEPC declaró que en una fecha posterior “buscaría transferir el 40% de nuestro título legal sujeto a la autorización del Gobierno”, sin embargo, según ha testificado el Ministro Terán, OEPC le aseguró al Ministro Terán que esta cuestión quedaba para futuras negociaciones y que, en caso de que realmente sucediera, debería ser aprobada por el Ministro. (Énfasis en el original)

266. En este sentido, la Demandada trae a colación la carta de seguimiento de fecha 25 de octubre de 2000 enviada por Paul MacInnes al Ministro Terán, en la que OEPC solicita en forma expresa “que el Ministerio de Energía y Minas confirme a la brevedad posible, su consentimiento con respecto a la transferencia de los intereses económicos anteriormente indicados a favor de [AEC]”. La Demandada sostiene que en dicha carta no se informa que OEPC ya había firmado un acuerdo vinculante con AEC y afirma que OEPC continuó ocultando dicha información cuando realizó una presentación ante el Comité de Gestión Compartida de los Yacimientos de Limoncocha y Edén Yuturi el 22 de noviembre de 2000.

267. La Demandada también menciona la reunión que mantuvieron OEPC y la DNH el 14 de diciembre de 2000. Según la Demandada, los representantes de OEPC que asistieron a la reunión “declar[aron] falsamente al Gobierno que [OEPC] todavía estaba en negociaciones con AEC para una posible futura transacción”. A partir de lo conversado en la reunión, el Ministro Terán envió una carta a OEPC de fecha 17 de enero de 2001, que la Demandada describe en los siguientes términos:

[P]ara evitar toda duda el Ministro Terán se aseguró de que OEPC conociera las consecuencias de realizar una transferencia sin autorización. En su carta del 17 de junio de 2001, el Ministro Terán afirmaba con términos precisos:

El Decreto Ejecutivo No. 809, en el que se expide el Reglamento al art. 79 de la Ley de Hidrocarburos, publicado en el Registro Oficial No. 197, de fecha 31 de mayo de 1985, en su artículo 1 estipula que la transferencia total o parcial de derechos y obligaciones derivados de un contrato podrán cederse a favor de terceros, previa autorización del Ministerio del Ramo, caso contrario *será nula y dará origen a la caducidad del contrato*.

De esta manera el Ministro Terán advirtió específicamente a OEPC, en enero de 2001, que una transferencia de derechos sin aprobación tendría como consecuencia la *caducidad*. Sin conocimiento del Gobierno, sin embargo, el hecho ya se había producido – allá por octubre de 2000. (Énfasis en el original)

268. Posteriormente, la Demandada hace referencia a su descubrimiento de lo que denomina la “verdadera naturaleza” de la relación de OEPC con AEC y la investigación que derivó en el inicio de los procedimientos de caducidad y, finalmente, en el dictado del Decreto de Caducidad. Según sostiene la Demandada, dicho descubrimiento tuvo lugar dentro del contexto de la auditoría a OEPC realizada por Moores Rowland en el período 2003-2004. La Demandada objeta lo que sugieren las Demandantes respecto de que los procedimientos de caducidad se iniciaron en represalia por el arbitraje del IVA. Según la Demandada, “la proximidad de ambos eventos fue invención propia de los

Demandantes”. La Demandada describe su postura en forma más detallada en los siguientes términos:

Los Demandantes decidieron hacer la solicitud de transferencia del “título legal” a favor de AEC inmediatamente después de que el Fallo Impositivo fuese comunicado a las partes, el hecho que condujo al descubrimiento de los detalles de la relación entre OEPC y AEC por parte del Ministro de Energía y Minas y del Procurador General. La oportunidad en que se hizo la solicitud – siguiendo los pasos del Fallo Impositivo – no podía haber sido coincidencia.

Tal como demuestra la declaración testimonial del testigo de OEPC, Paul MacInnes, AEC finalizó los pagos obligatorios en virtud del Acuerdo Farmout en la primavera de 2004. Bajo los términos del Acuerdo Farmout, OEPC debió haber requerido autorización al Gobierno para la “segunda etapa” de la negociación inmediatamente, es decir, autorización para la transferencia del “título legal” a AEC. Pero OEPC no realizó tal solicitud en ese momento. Por lo contrario, se demoró varios meses, hasta hacerla recién el 15 de julio de 2004, inmediatamente después de que las partes recibieron el fallo sobre el Arbitraje por el IVA.

OEPC debía haber sabido que cualquier solicitud para transferir el “título legal” a AEC generaría una minuciosa inspección por parte del Ministerio, dado que es obligación del Ministerio llevar a cabo una investigación cada vez que se hace una solicitud de transferencia de derechos. OEPC también debió haber sabido que ésto hubiera llevado al descubrimiento de los acuerdos que trasgredían la ley por parte de los funcionarios del Gobierno, que hubieran comprendido su importancia. Aquí radica la explicación de por qué OEPC no realizó la solicitud para la transferencia del “título legal” a AEC inmediatamente una vez que AEC finalizó los pagos en la Primavera de 2004, y en vez de ello, lo demoró hasta que se finalizara el Arbitraje del IVA. Sin duda, la correspondencia entre OEPC y AEC llevada a cabo en el mes de abril de 2004 confirma la intención de las partes de, por el momento, “continuar con el consorcio fuera del país”. OEPC debió haber sabido que si obtenía un fallo favorable en el Arbitraje por el IVA y luego realizaba la solicitud de transferencia de los derechos de posesión a AEC, cualquier respuesta adversa por parte del Gobierno podría presentarse como una represalia. OEPC no ha dudado en tergiversar la respuesta del Gobierno exactamente de esa manera durante este arbitraje.

269. La Demandada refuta el argumento de las Demandantes mediante el cual niegan que hayan existido motivos para ocultar los Acuerdos de AEC de la siguiente manera:

La realidad, sin embargo, es que las Demandantes *tenían*, sin lugar a dudas, por lo menos dos motivos para ocultar el Farmout: (i) el deseo de eludir el pago de una prima de transferencia y el mejoramiento de los términos económicos del contrato, y (ii) el deseo de evitar cualquier posible retraso o complicaciones que podrían haber surgido de la evaluación por parte del Ministerio de la solicitud de

transferencia de las Demandantes. Además, AEC, en el contexto de tomar la decisión de no solicitar la aprobación de la transferencia de la segunda fase, observó que tendría que “dirigirse al gobierno con la propuesta de pagar el impuesto sobre la transferencia”, y OEPC dijo que AEC podría estar preocupada acerca de las “disposiciones de antimonopolio”. (Énfasis en el original)

270. La Demandada concluye que, en cualquier caso, el motivo expresado por las Demandantes es irrelevante dadas las circunstancias del caso.

271. Por último, la Demandada afirma que durante todo el desarrollo de los procedimientos de caducidad se le reconoció a las Demandantes el derecho al debido proceso ya que OEPC tuvo la oportunidad de responder en cada etapa del proceso.

(b) Supuestas violaciones de las normas sobre hidrocarburos

272. Como fundamento adicional en respaldo de su argumento de que el Decreto de Caducidad cumplió plenamente con la legislación del Ecuador, la Demandada sostiene que OEPC no solo intentó ocultar la existencia de los Acuerdos de AEC, sino que “también violó reiteradamente las leyes aplicables sobre explotación de petróleo” y que, como consecuencia, su conducta constituyó “una razón secundaria, pero totalmente independiente, para declarar la caducidad”. No obstante, nada se dice respecto de que estas violaciones hayan sido “esenciales” para que el Ministerio tomara la decisión de declarar la caducidad.

(c) Supuestas presiones diplomáticas

273. La Demandada afirma que ha descubierto un tercer motivo “separado” e “independiente” para rescindir el Contrato de Participación, el cual consiste en el uso reiterado por parte de las Demandantes de vías diplomáticas para presionar en forma inapropiada a autoridades del Ecuador en violación de la Cláusula 22.2.1 del mencionado

contrato. En este sentido, la Demandada rechaza las explicaciones brindadas por las Demandantes:

En todo caso, la afirmación que intentan hacer ahora las Demandantes (es decir, de que las Demandantes realizaron cabildeo para presionar al Gobierno de los Estados Unidos en referencia al arbitraje sobre el IVA, pero que no lo hicieron en referencia a esta disputa) es una distinción irrelevante. *Ambos casos* quedan prohibidos conforme a los claros términos del Contrato de Participación, y *ambos* le dan fundamentos a Ecuador para declarar la *caducidad*. El Contrato de Participación prohíbe el uso de “vías diplomáticas o consulares” con respecto a cualquier “controversia[s] que pueda[n] surgir como consecuencia de este Contrato de Participación”. El artículo 22.2.1 del Contrato dispone:

“En el caso de controversias que pudieren surgir a causa de la aplicación de este Contrato de Participación, la Contratista, de acuerdo con la legislación del Ecuador, renuncia de manera expresa a utilizar la vía diplomática o consular, o a recurrir a cualquier órgano jurisdiccional nacional o extranjero no previsto en este Contrato de Participación [...]. El incumplimiento de esta disposición será motivo de caducidad de este Contrato de Participación”.

[...]

Más precisamente, Ecuador ciertamente *ha presentado* pruebas sobre presión de cabildeo posterior a 2002 con su Contramemorial. Entre las pruebas que ya han sido identificadas por Ecuador en el sentido que demuestra presión de cabildeo posterior a 2002 hay un intercambio revelador de correos electrónicos entre las Demandantes y el Departamento de Estado de los EE. UU. del 23 al 26 de agosto de 2004. Un examen de este documento muestra que es una comunicación *iniciada por las Demandantes*, donde se invita al Gobierno de los Estados Unidos a prestar ayuda en esta propia disputa. (Énfasis en el original)

3. *Defensa planteada por la Demandada al segundo argumento principal de las Demandantes: el Decreto de Caducidad cumplió plenamente con las disposiciones del Tratado y del derecho internacional*

274. Como observación preliminar respecto de la defensa planteada por la Demandada en relación con el argumento de que el Decreto de Caducidad fue dictado en violación tanto del Tratado como del derecho internacional, el Tribunal observa que las primeras presentaciones escritas de la Demandada sobre este tema se realizaron con anterioridad a la Decisión sobre Competencia del Tribunal ya mencionada en el presente Laudo. La

Demandada sostiene que los reclamos de las Demandantes basados en el Tratado son necesariamente defectuosos teniendo en cuenta que las Demandantes no impugnaron el Decreto de Caducidad en los tribunales ecuatorianos. En este sentido, la Demandada manifestó:

En su Decisión sobre Jurisdicción, el Tribunal denegó el pedido de Ecuador para una suspensión del arbitraje hasta que OEPC presentara sus reclamos ante los tribunales ecuatorianos, pero la negación de dicho pedido no tenía la intención de pronunciarse de ninguna manera sobre las alegaciones de Ecuador de que los reclamos están viciados, visto el fondo de la cuestión, ya que no se presentó una impugnación ante los tribunales ecuatorianos. El Tribunal justificó su decisión de denegar la suspensión al llegar a la conclusión de que las Demandantes *no tenían una obligación contractual* de presentar sus reclamos ante los tribunales ecuatorianos. Decisión sobre Jurisdicción ¶96. El razonamiento del Tribunal parece haber sido que, como las Demandantes no estaban obligados contractualmente a presentar sus reclamos en Ecuador, no existía una base para exigirles que presenten dichos reclamos en esa jurisdicción antes de que sus reclamos actuales pudieran ser dirimidos por una cuestión de fondo. Dicha conclusión no se pronuncia sobre las alegaciones actuales, porque la posición de Ecuador es que los reclamos basados en el Tratado de las Demandantes están viciados sustancialmente, *aunque el Tribunal tiene jurisdicción sobre dichos reclamos y las Demandantes no estaban obligados contractualmente a presentar sus reclamos en Ecuador*. Esto es cierto por la simple razón que (como se describe más detenidamente a continuación) el acto del Ministro al dictar el Decreto de Caducidad no puede asignar ninguna responsabilidad al Estado como una cuestión de derecho sustantivo cuando existía un mecanismo disponible para examinar dicho acto, cuya invocación el inversionista omitió simplemente. (Énfasis en el original)

275. Dado que, en opinión de la Demandada, la terminación del Contrato de Participación basada en la causal de caducidad fue adecuada de conformidad con la legislación del Ecuador, “esto lleva a la inevitable conclusión de que no fue una expropiación”. La Demandada sostiene que este Tribunal no puede concluir otra cosa frente a la ausencia de una decisión en contrario por parte de los tribunales ecuatorianos:

Cuando se considera si la terminación fue adecuada de acuerdo con el Contrato de Participación y su ley aplicable, es importante tener en cuenta que el Decreto de *Caducidad* implica una presunción de validez, la cual sólo puede superarse mediante una sentencia por parte de una corte administrativa ecuatoriana. Debido a que los Demandantes no han procurado dicha sentencia no pudieron establecer

de manera alguna que la terminación era improcedente bajo el Contrato de Participación o bajo la ley de Ecuador en general. No tiene correlación que varios tribunales BIT hayan reconocido que un inversor no puede declarar un reclamo sobre tratado de manera válida si la viabilidad del reclamo bajo la ley internacional se basa en si se ha violado o no un contrato bajo ley municipal y si el inversor no ha procurado de una corte local una sentencia sobre el tema, siempre y cuando, por supuesto, que el inversor haya tenido la oportunidad de procurar dicho reclamo.

276. La Demandada agrega que los reclamos de las Demandantes basadas en el Tratado y en el derecho internacional carecen de todo sustento, incluso en el supuesto de que el resarcimiento hubiera sido solicitado ante los tribunales del Ecuador. La Demandada sostiene:

Los Demandantes no pueden sostener que se produjo una expropiación o que se violaron las expectativas legítimas, dado que Ecuador dictó el Decreto de *Caducidad* en respuesta a las propias violaciones de OEPC a la Ley de Hidrocarburos, particularmente cuando el Contrato de Participación mismo prevé ese resultado en forma explícita en tal situación. Los Demandantes tampoco pueden reclamar de manera creíble que han sido sujetos a un tratamiento arbitrario o discriminatorio dado que la decisión del Ministro se basó en la ley de Ecuador y estuvo abierta a revisión por las cortes ecuatorianas competentes y que había razones válidas para que decidiera terminar el contrato de OEPC dejando en efecto los de otros inversores. La verdad es que los Demandantes no tienen a quién culpar más que a sí mismos por la pérdida de su inversión.

277. La Demandada presenta sus argumentos de que no ha violado ni las disposiciones del Tratado ni del derecho internacional en los siguientes términos:

- (i) la Demandada no expropió la inversión de las Demandantes ya que la terminación de un contrato de conformidad con sus disposiciones y la ley aplicable no constituye expropiación alguna, y el Decreto de *Caducidad* fue una sanción administrativa de buena fe impuesta en cumplimiento de una política regulatoria legítima;
- (ii) la Demandada no incumplió la obligación de proporcionar un trato “no menos favorable”;
- (iii) la Demandada no perjudicó en forma arbitraria o discriminatoria la inversión de OEPC;
- (iv) la Demandada no les negó a las Demandantes un trato justo y equitativo ya que, entre otras cosas, las teorías de “expectativas legítimas” de las

Demandantes (doctrina de los actos propios, sanción desproporcionada y ausencia de debido proceso) no se encuentran garantizadas y, además, no puede ser injusto y arbitrario que el Estado ejerza un derecho que le fue explícitamente garantizado en un contrato suscrito con el inversor, sin tener ninguna evidencia de que el contrato se celebró de manera fraudulenta o bajo coacción, o que existe alguna otra razón que lo hace inaplicable;

- (v) la Demandada no les negó a las Demandantes seguridad y protección plenas;
- (vi) la Demandada no violó la cláusula paraguas; y
- (vii) la Demandada no violó las disposiciones del Tratado basada en la conducta de PetroEcuador.

278. La Demandada hace hincapié en el hecho de que actuó de buena fe respecto de la inversión realizada por OEPC, que el Decreto de Caducidad guardó coherencia con las expectativas legítimas de OEPC ya que se encontraba previsto específicamente en la legislación del Ecuador y en el Contrato de Participación, y que el procedimiento de caducidad respetó el derecho al debido proceso y no se originó a partir de consideraciones políticas. En particular, en cuanto al argumento de las Demandantes de que la Demandada favoreció a otros contratistas (como Canadá Grande, Petrobras y Petrocol), esta última manifiesta que estos ejemplos son claramente distinguibles del presente caso.

279. Asimismo, la Demandada sostiene que los argumentos de las Demandantes respecto de la proporcionalidad de la sanción de caducidad son infundados y que la afirmación de las Demandantes de que no debió haber impuesto la caducidad frente a la ausencia de un daño o perjuicio específico debe ser rechazada.

280. La Demandada alega también que, a diferencia de lo que sugieren las Demandantes, no se vio impedida de declarar la caducidad y expresa lo siguiente:

Los Demandantes no llegan a cumplir la norma del *Templo de Preah Vihear*. En principio, ni el Ministerio, ni ninguna otra autoridad ecuatoriana hicieron alguna vez “una declaración clara hechos” de que no se requería autorización para un acuerdo de la naturaleza del que en realidad se firmó entre OEPC y AEC, mucho menos uno que fue “voluntario, incondicional y no autorizado”. De hecho, ninguna indicación de una autoridad al efecto de que la autorización no parecía necesaria podría haber sido “voluntaria” porque los Demandantes retuvieron detalles claves de los acuerdos contractuales de OEPC con AEC en sus discusiones con las autoridades y nunca les dieron una copia de los acuerdos reales. Además, no hubo “confianza en la buena fe” por parte de OEPC, mucho menos una dependencia prejudicial. OEPC no podría haber confiado en las declaraciones de buena fe de las autoridades ecuatorianas porque les había ocultado detalles clave y estaba en pleno conocimiento de que no tenían manera de conocer la verdadera naturaleza de los acuerdos de OEPC con AEC. Y ciertamente no hubo confianza prejudicial por parte de los Demandantes porque (lejos de sufrir algún perjuicio) OEPC obtuvo ganancias de sus inversiones en Ecuador que se obtuvieron luego de la firma de Farmout.

281. En conclusión, la Demandada reitera su opinión respecto de las expectativas de las Demandantes en el presente caso:

En el presente caso, las expectativas de los Demandantes en el momento en que OEPC realizó su inversión estuvieron necesariamente marcadas por los términos del Contrato de Participación y la Ley de Hidrocarburos, que prohíben de manera explícita las transacciones de la naturaleza que de manera furtiva cometiera OEPC con AEC, y prevén que la *caducidad* sería la sanción en el caso de tales acuerdos no autorizados. Las expectativas de los Demandantes se confirmaron aún más con cartas del Ministerio y DNH que establecían que se requería una autorización previa antes de que pudiese concluir dicho acuerdo. A pesar de conocer bien la prohibición y la sanción que resultaría si se conocieran sus violaciones, los Demandantes continuaron y celebraron el Acuerdo Farmout y el Contrato de Operación Conjunta con AEC sin autorización previa del Ministerio y ocultaron la verdadera naturaleza de ambos acuerdos de las autoridades ecuatorianas. Bajo este contexto, los Demandantes no pueden reclamar de manera creíble que tenían una expectativa legítima de que no se declararía la *caducidad* cuando se descubrieran sus violaciones y no tienen base equitativa para procurar solución de este Tribunal.

282. A continuación, se resumen la reconvencción presentada por la Demandada y la contestación presentada por las Demandantes.

IV. LA RECONVENCIÓN DE LA DEMANDADA

A. La posición de la Demandada

283. La Demandada presentó una demanda reconvenicional contra las Demandantes basada en cuatro fundamentos independientes:

- (i) abuso del derecho en relación con este procedimiento ante el CIADI;
- (ii) incumplimiento de la Cláusula 22.2.1 del Contrato de Participación relativa a la renuncia al derecho de utilizar vías diplomáticas o consulares;
- (iii) la supuesta conducta destructiva e ilícita de las Demandantes después del Decreto de Caducidad, que incluye supuestos daños causados a datos y programas de *software* así como la falta de disponibilidad de torres de perforación; y
- (iv) la supuesta falta de pago por parte de las Demandantes del cargo de cesión y de una negociación de un contrato de participación más favorable para la Demandada, de conformidad con el Artículo 79 de la LHC.

284. Las presentaciones de la Demandada relacionadas con las dos primeras secciones de su reconvenición se basan principalmente en acusaciones de mala fe y coerción por parte de las Demandantes, tal como se señala a continuación:

Los Demandantes han iniciado esta acción a sabiendas de que sus reclamos con relación a la caducidad carecen de fundamento objetivo y no pueden prosperar. Los Demandantes han iniciado esta acción para continuar presionando a Ecuador, solo y en combinación con la presión del Gobierno de los EE. UU. mencionada aquí, a fin de exigir la cancelación y otras concesiones al hacer extremadamente difícil para Ecuador mantener su defensa en la presente acción y además evitar las consecuencias financieras de crear un medio por el cual los derechos sintetizados en el Bloque 15 podían negociarse y las ganancias podían obtenerse y ocultarse.

En cada vez más casos, los demandantes que han afirmado reclamos sin fundamento supuestamente basados en el derecho internacional ante la CIADI u otros tribunales han ordenado pagar los honorarios y gastos del Estado demandado a fin de indemnizar al Estado por la carga y gastos de defender los reclamos. En este caso, sin embargo, la recuperación de los honorarios y gastos solamente no podría bajo ninguna circunstancia indemnizar a Ecuador por todo el

perjuicio que ha sufrido debido a la conducta ilícita de OEPC, que incluye no sólo los gastos relacionados con la negociación de los derechos del Bloque 15 y los daños sustanciales ocasionados a la reputación de Ecuador y el perjuicio económico en el mercado para la inversión extranjera y la opinión mundial.

285. En cuanto al monto de los daños y perjuicios que aduce haber sufrido por culpa de las Demandantes, la Demandada sostiene que tales daños no son fácilmente cuantificables en términos económicos o materiales. En consecuencia, la Demandada argumenta que, tanto en virtud del derecho internacional como del derecho ecuatoriano, tiene derecho a ser indemnizada por daño moral a fin de reparar las consecuencias originadas en el supuesto abuso del derecho ejercido por las Demandantes y evitar su enriquecimiento ilícito.

286. En relación con el tercer fundamento presentado en su reconvención, la Demandada exige una reparación económica que compense los daños supuestamente sufridos como resultado de las “acciones destructivas” de las Demandantes respecto del Bloque 15 con posterioridad a la promulgación del Decreto de Caducidad. Estas supuestas “acciones destructivas” de las Demandantes consisten principalmente en (a) la liberación de dos torres de perforación necesarias para mantener los niveles de producción en el Bloque 15 y (b) la desactivación del *software* operativo de dicho Bloque. Según la Demandada, estas acciones devinieron en una pérdida de producción de más de \$80 millones.

287. La cuarta y última sección de la reconvención presentada por la Demandada, basada en el argumento de que las Demandantes no pagaron el cargo de cesión ni negociaron un nuevo contrato de participación que fuera más favorable para la Demandada tal como lo establece el Artículo 79 de la LHC, ha sido abandonada por la

Demandada y no ha intentado cuantificar este reclamo durante la etapa de la determinación del monto de la compensación [*quantum*] en el presente arbitraje.

B. La posición de las Demandantes

288. Las Demandantes califican a las dos primeras secciones de la reconvencción presentada por la Demandada como “ridículas” y argumentan que son insostenibles por las siguientes razones:

Primero, la reconvencción de Ecuador por abuso de proceso está mal planteada jurídicamente. La doctrina del abuso de proceso es rara vez invocada en la práctica internacional, y Ecuador no puede citar un solo caso de derecho internacional en el cual un tribunal haya efectivamente decidido que existe un abuso de proceso. El consenso que surge de los casos que tratan la cuestión es que, mientras el tribunal tenga jurisdicción y los reclamos hayan sido debidamente presentados, no puede haber existido un abuso de proceso. Es más, los casos ponen en duda si la doctrina de abuso de proceso tiene alguna aplicación en la práctica arbitral internacional.

[...]

Segundo, aún si la noción amplia de abuso de proceso de Ecuador tuviera algún mérito, aún así fracasaría ya que los reclamos de OEPC están plenamente justificados por los hechos y por el derecho, y la alegación de mala fe efectuada por Ecuador es totalmente infundada. (Énfasis en el original)

289. Al observar que la reconvencción de la Demandada se estructuró, en parte, sobre la premisa de que las Demandantes han presentado sus propios reclamos para ejercer “presión”, las Demandantes refutan esta acusación de que existió mala fe de su parte y reafirman el contenido de sus escritos sobre responsabilidad.

290. En cuanto a las acusaciones de la Demandada en relación con las “acciones destructivas” realizadas por las Demandantes y, en particular, la liberación de dos torres de perforación necesarias para mantener los niveles de producción del Bloque 15, las Demandantes sostienen que ninguna disposición en el Contrato de Participación ni en la

LHC le exigía a OEPC mantener en el sitio equipos tales como torres de perforación que ya no estaban en uso. Asimismo, las Demandantes argumentan que PetroEcuador podría haber asumido el contrato de alquiler de torres de perforación de OEPC si hubiera deseado recuperar las torres por sí misma. Las Demandantes aducen, por el contrario, que OEPC llevó a cabo todos los pasos necesarios para asegurar que se realizara un traspaso del Bloque 15 de OEPC a PetroEcuador sin complicaciones y que cualquiera de las dificultades sobrevinientes, incluso aquellas relacionadas con los programas de *software*, eran resultado de la propia planificación inadecuada del traspaso del Bloque 15 por parte de PetroEcuador.

V. ANÁLISIS

A. La competencia del Tribunal sobre las reclamaciones de las Demandantes

291. Desde un primer momento, la Demandada sostiene que los reclamos basados en el Tratado están “viciados sustancialmente” aunque el Tribunal tenga competencia sobre dichos reclamos ya que “el acto del Ministro al dictar el Decreto de Caducidad no puede asignar ninguna responsabilidad al Estado como una cuestión de derecho sustantivo cuando existía un mecanismo disponible para examinar dicho acto, cuya invocación el inversionista omitió simplemente”. Según la Demandada, las Demandantes se encontraban obligadas legalmente a presentar un reclamo local contra el Decreto de Caducidad ante los tribunales del Ecuador.

292. En resumen, las Demandantes responden que esta es una versión “reciclada” del argumento jurisdiccional presentado por la Demandada en su reclamo sobre la

competencia que ya fue desestimado por el Tribunal en su Decisión sobre Competencia⁸ y que ahora “reencarna” como un argumento para la defensa sobre el fondo del caso.

293. El Tribunal está de acuerdo con las Demandantes. Esta cuestión es “cosa juzgada” (*res judicata*).

294. En su Decisión sobre Competencia, el Tribunal, luego de haberse referido al Artículo VI del Tratado y a la Cláusula 2.2.2.1 del Contrato de Participación, dejó muy en claro que “no acepta que [...] las partes hayan acordado que las diferencias relacionadas con la caducidad, en el marco del Contrato de Participación, sólo puedan resolverse sometiendo el caso a los tribunales de lo contencioso administrativo ecuatorianos [...]”⁹.

295. Es por eso que el Tribunal concluyó que “es competente para entender en las reclamaciones de las Demandantes basadas en el Contrato de Participación y en el Tratado”¹⁰.

296. Ello resuelve la excepción preliminar presentada por la Demandada, que es rechazada.

⁸ Ver Decisión sobre Competencia de fecha 9 de septiembre de 2008.

⁹ *Ídem*, párrafo 70.

¹⁰ *Ídem*, párrafo 89.

B. Las conclusiones del Tribunal en relación con las reclamaciones de las Demandantes

1. El incumplimiento del Contrato de Participación por parte de OEPC

(a) Observaciones preliminares

297. La cuestión de fondo en el caso planteado por las Demandantes en el presente arbitraje es determinar si la Demandada, al dictar el Decreto de Caducidad el 15 de mayo de 2006, dio por terminado válidamente el Contrato de Participación de conformidad con sus propias disposiciones y con el derecho aplicable, es decir, el derecho ecuatoriano y, en particular, la Ley de Hidrocarburos. Al analizar este tema, el Tribunal debe responder, en primer término, la pregunta específica de si OEPC, al celebrar el Acuerdo de Farmout y el Contrato de Operación Conjunta con AEC, (i) transfirió o cedió derechos contemplados en el Contrato de Participación en violación de la Cláusula 16.1 del Contrato de Participación y del Artículo 74.11 de la LHC y/o (ii) creó un consorcio contrariamente a lo que establece la Cláusula 16.4 del Contrato de Participación y en violación del Artículo 74.12 de la LHC. Si el Tribunal responde a esta pregunta en forma afirmativa, entonces deberá determinar si se obtuvo o no autorización en las circunstancias particulares – no se discute que, en cualquiera de los dos casos, era necesaria la autorización por parte de las autoridades ecuatorianas. Si el Tribunal determina que dicha autorización no se obtuvo, deberá entonces decidir si la terminación del Contrato de Participación y de los Convenios de Explotación Unificada de los Campos Unificados por parte de la Demandada mediante la declaración de caducidad se realizó conforme al Tratado, al derecho internacional consuetudinario y al derecho

ecuatoriano y, en especial, si fue una sanción proporcionada en vista de las circunstancias.

298. Tal como se ha mencionado anteriormente en el presente Laudo, si bien las declaraciones de las Demandantes sobre la terminación ilícita (así como las declaraciones de la Demandada) en torno a esta cuestión se superponen, abordan primordialmente los argumentos de la Demandada sobre la existencia de una transferencia o cesión no autorizada en contraposición a los argumentos de la Demandada acerca de la existencia de un consorcio no autorizado. Por lo tanto, el Tribunal determinará, en primer lugar, si el Acuerdo de Farmout y el Contrato de Operación Conjunta operaron como una transferencia o cesión de derechos en virtud del Contrato de Participación contrariamente a lo que establece la Cláusula 16.1 de dicho Contrato de Participación y en violación del Artículo 74.11 de la LHC, que constituye el tema central.

299. Las Cláusulas 16.1 y 16.2 son cruciales para analizar esta supuesta prohibición de transferir o ceder derechos en virtud del Contrato de Participación, que se citan nuevamente para facilitar la referencia:

DÉCIMO SEXTA: DE LA TRANSFERENCIA Y CESIÓN-

16.1 La transferencia de este Contrato de Participación o la cesión a terceros de derechos provenientes del mismo deberán ser autorizadas por el Ministerio del Ramo, de conformidad con las leyes y reglamentos vigentes; de manera especial se cumplirán las disposiciones previstas en el artículo 79 de la Ley de Hidrocarburos y en los Decretos Ejecutivos Nos. 809, 2713 y 1179.

16.2 La prohibición de transferir o ceder los derechos de este Contrato de Participación, sin la autorización del Ministerio del Ramo prescrita en el artículo 79 de la Ley de Hidrocarburos, no obsta para que puedan ser negociadas libremente las acciones de la Contratista sin necesidad de dicha autorización, a condición de que la negociación de dichas acciones no cambie, modifique o extinga la personalidad jurídica de la Contratista, ni constituya disminución en su

capacidad administrativa, financiera y técnica con relación a este Contrato de Participación.

[...]

300. La Demandada argumenta que tenía derecho a dar por terminado el Contrato de Participación de conformidad con su Cláusula 21.1.2, que establecía expresamente que el Contrato de Participación terminará “[p]or transferir derechos y obligaciones del Contrato de Participación, sin autorización del Ministerio del Ramo”. Este Tribunal recuerda que las Demandantes niegan el hecho de que el Acuerdo de Farmout y el Contrato de Operación Conjunta hayan operado como una transferencia o cesión de obligaciones y derechos contractuales contemplados en el Contrato de Participación. En consecuencia, sostienen que al momento de su celebración en el año 2000, no se requería ninguna autorización previa en relación con dichos Acuerdos.

(b) Prueba de la existencia de una transferencia de derechos contemplados en el Contrato de Participación

301. Tal como se detalla más adelante, basado en su revisión de la totalidad del expediente, el Tribunal considera que existe una gran cantidad de pruebas que permiten concluir que el propósito del Acuerdo de Farmout y del Contrato de Operación Conjunta fue transferir de OEPC, como Contratista, a AEC el derecho exclusivo del Contratista de llevar a cabo actividades de explotación en virtud del Contrato de Participación, tal como se establece en la Cláusula 4.2 de dicho contrato, así como también otros derechos y obligaciones relacionados.

302. La prueba de que existió una intención de transferir a AEC del derecho exclusivo de OEPC de realizar actividades de explotación de petróleo bajo el Contrato de Participación se halla fundamentalmente en el Contrato de Operación Conjunta celebrado

por las partes, como preveía en el Acuerdo de Farmout. De hecho, las propias disposiciones del Contrato de Operación Conjunta definen su alcance por vía de referencia a un prorrateo entre OEPC y AEC de derechos contemplados en el Contrato de Participación. La Cláusula 3.1.1 del Contrato de Operación Conjunta – dentro del encabezado denominado “Alcance” – establecía que “[e]l objeto del presente Acuerdo es establecer los respectivos derechos y obligaciones de las Partes con respecto a las operaciones bajo los Acuerdos Participativos [que incluyen el Contrato de Participación], incluyendo sin límite la exploración, valuación, desarrollo y producción conjuntos de petróleo del área del contrato [...]” (Énfasis agregado) Lo anterior, en opinión del Tribunal, demuestra de manera explícita que el Contrato de Operación Conjunta tenía por objeto formalizar una transferencia de derechos y obligaciones emanados del Contrato de Participación en favor de AEC.

303. De igual manera, la Cláusula 3.3.1 del Contrato de Operación Conjunta – dentro del encabezado denominado “Propiedad, Obligaciones y Responsabilidades” – establecía que “[a] menos que el presente Acuerdo establezca lo contrario, todos los derechos y los intereses derivados de los Contratos Participativos, todos los Bienes Conjuntos y todo el Petróleo o el Petróleo producido en el Área del Acuerdo serán, sujeto a los términos de los Contratos Participativos, propiedad de las Partes de acuerdo con sus Intereses Participativos respectivos”. (Énfasis agregado) Nuevamente, esta redacción demuestra explícitamente que el Contrato de Operación Conjunta formalizó una transferencia de derechos y obligaciones emanados del Contrato de Participación que derivó en la supuesta “propiedad” de AEC sobre estos derechos en la medida de su Interés Participativo.

304. El Tribunal concluye que como resultado de tener la “propiedad” sobre “todos los derechos e intereses derivados de los Contratos Participativos”, aunque sólo hasta su respectivo Interés Participativo del 40%, las partes tenían la intención que AEC adquiriera dicha titularidad como consecuencia de una transferencia de tales derechos e intereses formalizada en el Contrato de Operación Conjunta.

305. El Tribunal observa que la prohibición de transferir o ceder derechos y obligaciones en virtud del Contrato de Participación no fue redactada de modo tal que su aplicación se limite a las transferencias o cesiones totales. Debe interpretarse, por tanto, que dicha prohibición incluye las transferencias o asignaciones parciales tal como la que fue formalizada mediante el Contrato de Operación Conjunta. Si se realizaba una transferencia o cesión de derechos y obligaciones contemplados en el Contrato de Participación, se debía obtener autorización independientemente de si (i) sólo se estaba transfiriendo o cediendo un porcentaje de tales derechos y obligaciones, (ii) sólo se estaban transfiriendo o cediendo algunos y no todos los derechos y obligaciones o (iii) sólo se estaba transfiriendo o cediendo algún aspecto y no todos los aspectos (por ejemplo, el título legal) relacionados con tales derechos y obligaciones. Como se indica más adelante en los párrafos 612 a 659, sin esta autorización cualquier intento de transferir (incluso en el caso de transferencias parciales) sería inválida bajo la LHC. La conclusión a la que arriba el Tribunal en este sentido también es confirmada por la legislación relacionada con la LHC, como ser el Decreto Ejecutivo 809¹¹, que establece

¹¹ Ver Anexo CA-570. Ver también CB-23.

expresamente que tanto las transferencias totales como las transferencias parciales de derechos y obligaciones deben ser autorizadas.

306. Si bien el Farmout fue calificado por las Demandantes en algunas oportunidades como la “mera” transferencia a AEC, en el año 2000, de un interés económico del 40% en el Bloque 15, en contraposición al título legal de un interés en el Bloque 15, el Tribunal no acepta que la transacción, independientemente de cuál haya sido la intención de las partes, no sirvió para formalizar una transferencia de derechos y obligaciones que exigía la autorización por parte de las autoridades ecuatorianas. Tal como fue señalado precedentemente, ni el Contrato de Participación ni la LHC permiten hacer una lectura acotada de los conceptos de transferencia o cesión. Dichos conceptos deben ser interpretados como inclusivos de todas las formas de transferencia o cesión, ya sean totales o parciales. El hecho de que OEPC pueda haber retenido el título legal a fin de evitar toda relación contractual entre AEC y Ecuador respecto del Contrato de Participación – tema que se analiza en mayor detalle más adelante en este Capítulo – no significa, *per se*, que no se haya perseguido una transferencia de derechos y obligaciones a través del Contrato de Operación Conjunta. En realidad, el Tribunal ya ha determinado que el Contrato de Operación Conjunta, por su propio alcance, contempla tal transferencia.

307. Asimismo, el Tribunal no ha sido persuadido por la afirmación de las Demandantes en cuanto a que, independientemente del Contrato de Operación Conjunta, OEPC siguió siendo en todo momento el “único garante” de los derechos y obligaciones asumidos en el Contrato de Participación frente a Ecuador y que, en consecuencia, tales

derechos y obligaciones no podrían haber sido transferidos a AEC. La realidad es que al celebrar el Contrato de Operación Conjunta, OEPC acordó compartir con AEC los derechos y las obligaciones que poseía en virtud del Contrato de Participación y, al hacerlo, accedió a una transferencia de tales derechos y obligaciones. Como tal, la autorización previa por parte de las autoridades ecuatorianas era necesaria.

(c) ***Naturaleza de los derechos a ser transferidos en el presente caso: el Contrato de Operación Conjunta***

308. Como ya fue mencionado, las partes discrepan sobre la verdadera naturaleza de los derechos y las obligaciones conferidos por OEPC a AEC en virtud del Acuerdo de Farmout y, en particular, del Contrato de Operación Conjunta. Por un lado, las Demandantes sostienen que de conformidad con los Acuerdos de Farmout, AEC no tenía un poder o una influencia real sobre las operaciones del Bloque 15. Por otro lado, la Demandada argumenta que los Acuerdos de Farmout le brindaron a AEC una influencia y un control “de las operaciones” respecto del desempeño de OEPC como Contratista conforme al Contrato de Participación.

309. Como fundamento para respaldar esta afirmación sobre la existencia de una influencia y un control “de las operaciones”, la Demandada se refiere en particular a las disposiciones que rigen el financiamiento y la votación en el Contrato de Operación Conjunta como prueba de que AEC tenía la capacidad de dirigir las actividades de gestión diarias o la estrategia a largo plazo del Bloque 15 durante la fase de ingresos (“*earn-in*”). Las Demandantes refutan este argumento al sostener que durante la fase de ingresos, AEC no tenía ningún derecho *per se* en virtud del Contrato de Operación Conjunta para obligar a OEPC a operar el Bloque 15 de tal o cual modo. Según las

Demandantes, el único derecho que obtuvo AEC conforme al Contrato de Operación Conjunta durante la fase de ingresos fue el derecho de ocupar un lugar en la Comisión de Administración. Las Demandantes argumentan que la mayoría de las decisiones adoptadas por la Comisión de Administración no requerían del acuerdo de AEC – sólo aquellas relacionadas con los planes de desarrollo y de trabajo, presupuestos y operaciones conjuntas. La única consecuencia que traía aparejada el rechazo por parte de AEC de aprobar un plan de trabajo, un presupuesto o una operación, concluyen, era que no se le exigiría a AEC que financie esa operación en particular.

310. El Tribunal observa que el párrafo 2(a)(ii) de la Carta de Intención establecía expresamente que la “la Transacción *Farmin* está sujeta a la negociación [...] de [...] un Contrato de Operación Conjunta [...] que otorgue a las Partes el control conjunto (de conformidad con las disposiciones comunes de un Contrato de Operación Conjunta) de los programas y de los gastos en el Bloque 15”. (Énfasis agregado) Por lo tanto, el “control conjunto [...] de los programas y de los gastos en el Bloque 15” claramente formaba parte de la razón de ser del Contrato de Operación Conjunta.

311. El propio Acuerdo de Farmout establece que el Contrato de Operación Conjunta “regular[á] la exploración, explotación, desarrollo, mantenimiento, operación y producción del Bloque 15” (en su Sección 2.02). El Acuerdo de Farmout también dispone que OEPC “se desempeñará como Operador bajo el JOA” (*ídem*).

312. En este contexto, el Tribunal considera pertinente destacar algunas disposiciones del Contrato de Operación Conjunta:

(i) Artículo 4.2 del Contrato de Operación Conjunta debajo del encabezado

“Derechos y Deberes del Operador” del Artículo 4 titulado “El Operador”:

4.2.1 Con sujeción a lo dispuesto en el presente Contrato, el Operador asumirá todos los derechos, funciones y deberes del Operador bajo los Contratos Participativos y se hará cargo en exclusiva de todas las Operaciones Conjuntas y de su dirección. El Operador podrá emplear contratistas y/o agentes independientes (que podrán incluir a cualesquiera No Operadores, Afiliados del Operador y Afiliados de No Operadores) en tales Operaciones Conjuntas.

4.2.2 En el transcurso de las Operaciones Conjuntas, el Operador:

[...]

4.2.2.4 Cumplirá con los deberes de la Comisión de Administración establecidos en el Artículo 5, y preparará y presentará las propuestas de programas de trabajo, presupuestos y AG a la Comisión de Administración, según lo dispuesto en el Artículo 6. El Operador llevará a cabo todas las Operaciones Conjuntas de acuerdo con los Programas de Trabajo y Presupuestos que se aprueben;

[...]

(ii) Artículo 4.10.3 del Contrato de Operación Conjunta debajo del encabezado

denominado “Cese del Operador” del Artículo 4 titulado “El Operador”:

4.10.1 Con sujeción al Artículo 4.11, el Operador podrá ser cesado mediante recepción de notificación en tal sentido por parte de cualquier No Operador si:

[...]

4.10.3 Sin perjuicio de lo dispuesto en sentido contrario en este Artículo 4.10, el Operador no podrá en ningún caso renunciar o ser cesado de sus funciones con anterioridad a la Fecha de Cesión a menos que otra Persona legalmente facultada bajo los Contratos Participativos para convertirse en Operador sucesor pueda ser nombrada como tal Operador sucesor.

(iii) Artículo 5.2 del Contrato de Operación Conjunta denominado “Poderes y

Deberes de la Comisión de Administración” del Artículo 5 titulado “La Comisión de

Administración”:

Sin perjuicio de los derechos y las obligaciones del Operador en virtud del presente Acuerdo la Comisión de Administración tendrá la facultad y la obligación de autorizar y supervisar las Operaciones Conjuntas necesarias o provechosas para cumplir con los Contratos Participativos y para explorar y explotar adecuadamente el Área del Acuerdo conforme al presente Acuerdo y del modo apropiado según las circunstancias [...]. (Traducción del Tribunal)

(iv) Artículo 5.9.2 del Contrato de Operación Conjunta denominado “Procedimiento de voto” del Artículo 5 titulado “La Comisión de Administración”:

5.9.2 Los siguientes hechos requerirán el voto afirmativo de una (1) o varias partes que, colectivamente ostente(n) al menos el sesenta y seis y dos tercios por ciento (66-2/3%) de los Intereses Participativos [lo que necesariamente incluiría a AEC]:

5.9.2.1 Aprobación de un Plan de Desarrollo;

5.9.2.2 Aprobación de un Programa de Trabajo y Presupuesto o de cualquier enmienda o modificación que afecte a un Programa de Trabajo y Presupuesto;

5.9.2.3 Sobregastos en cualquier partida de un Programa de Trabajo y Presupuesto en más del veinte por ciento (20%) o U.S. \$1.000.000 (la cifra inferior de las dos), del importe autorizado para tal partida, o sobregastos para un Año Natural de un Programa de Trabajo y Presupuesto totales en más del diez por ciento (10%) o U.S. \$5.000.000 (la cifra inferior de las dos), y

5.9.2.4 Decisiones sobre financiación de Operaciones Conjuntas (incluida cualquier decisión de sufragar deudas relacionadas con tal financiación) previa a la Fecha de Cesión.

[...]

(v) Artículo 5.13.5 del Contrato de Operación Conjunta debajo del encabezado denominado “Efecto del voto” del Artículo 5 titulado “La Comisión de Administración”:

5.13.5 Ninguna decisión por parte de la Comisión de Administración será vinculante si entra en conflicto con una decisión tomada por un Comisión de Administración integrada con Petroecuador para los Campos Unificados de Edén Yuturi o Limoncocha o cualquier otro campo unificado al que la totalidad o parte del Bloque 15 se unifique en adelante.

(vi) Cláusula 6.3 del Contrato de Operación Conjunta debajo del encabezado denominado “Producción” del Artículo 6 titulado “Programas de Trabajo y Presupuestos”:

El 1º de octubre de cada Año Natural, o antes de esa fecha, el Operador entregará a las Partes una propuesta de Programa de Trabajo y Presupuesto que detalle las Operaciones Conjuntas que se llevarán a cabo en el Área de Desarrollo, así como el programa de producción previsto para el próximo Año Natural. Dentro de los treinta (30) días siguientes a dicha entrega, la Comisión de Administración deberá acordar dicho Programa de Trabajo y Presupuesto para la producción prevista.

(vii) Artículo 7.1.1 del Contrato de Operación Conjunta debajo del encabezado denominado “Limitación de aplicabilidad” del Artículo 7 titulado “Operaciones por menos que la totalidad de las Partes”:

7.1.1 No podrán llevarse a cabo operaciones en apoyo de los Contratos Participativos salvo en forma de Operaciones Conjuntas bajo el Artículo 5 u Operaciones Exclusivas bajo este Artículo 7. No se llevará a cabo ninguna Operación Exclusiva que entre en conflicto con una Operación Conjunta o con alguno de los Contratos Participativos.

(viii) Artículo 14.1 del Contrato de Operación Conjunta debajo del encabezado denominado “Relación entre las Partes” del Artículo 14 titulado “Relación entre las Partes e Impuestos”:

Los derechos, deberes, obligaciones y responsabilidades de las Partes bajo el presente Contrato serán individuales y no conjuntos o colectivos. No es la intención de las Partes crear – ni se entenderá ni interpretará que la intención del presente Acuerdo sea crear – un agrupamiento, sociedad mixta o asociación o (salvo que se disponga explícitamente en el presente Acuerdo) fideicomiso para actividades mineras o de otra índole. No se entenderá ni interpretará que el presente Contrato autorice a ninguna de las Partes a actuar como agente, sirviente o empleado de ninguna otra Parte para ninguna finalidad, salvo lo que se disponga explícitamente en el presente Contrato. Se entiende que cada Parte suscribe el presente Contrato a los efectos de proteger y desarrollar sus respectivos Intereses Participativos. En sus relaciones bajo el presente

Contrato, las Partes no serán consideradas como fideicomisarias salvo lo que se disponga expresamente en el presente Contrato.

313. Asimismo, el Tribunal recuerda que, durante la Audiencia, las partes se refirieron extensamente a las actas de la Comisión de Administración con el propósito de analizar la participación real de AEC en el Bloque 15. Las Demandantes utilizaron dichas actas como prueba de que AEC sólo era consultada en calidad de mero respaldo financiero con ningún poder de veto real sobre los planes de desarrollo, los planes de trabajo y los presupuestos, mientras que la Demandada se refirió a tales actas como prueba de que se requería la aprobación de AEC en relación con los gastos y las operaciones del Bloque 15.

314. El Tribunal ya ha determinado, sujeto a los párrafos 612 a 659 siguientes, que en virtud del Contrato de Operación Conjunta, AEC adquiriría derechos e intereses en los Contratos Participativos, en la medida de su Interés Participativo del 40%. Sin embargo, como puede reconstruirse en base a estas disposiciones, el Contrato de Operación Conjunta no sólo perseguía formalizar una transferencia general de derechos e intereses en los Contratos Participativos. Por el contrario, el Contrato de Operación Conjunta tuvo como consecuencia el ejercicio de derechos de administración y de voto específicos por parte de AEC en relación con el Bloque 15.

315. En particular, el Tribunal observa que AEC recibió el derecho de vetar todos los “actos” relevantes conforme al Contrato de Operación Conjunta como miembro – en igualdad de condiciones respecto de OEPC – de la Comisión de Administración. El Artículo 5.1 del Contrato de Operación Conjunta establecía que “[c]on el fin de hacerse cargo de la supervisión y dirección global de las Operaciones Conjuntas, se establece una

Comisión de Administración compuesta por representantes de cada una de las Parte que ostente un Interés Participativo” El Tribunal recuerda además que las “Operaciones Conjuntas” se definen como “aquellas operaciones y actividades llevadas a cabo por el Operador de en virtud del presente Contrato para el Bloque 15” (Artículo 1.40 del Contrato de Operación Conjunta). Como miembro de la Comisión de Administración, AEC adquirió así el “poder y el deber de autorizar y supervisar las Operaciones Conjuntas que sean necesarias o deseables para cumplir con los Contratos Participativos y explorar y explotar adecuadamente el Área de Contrato de acuerdo con el presente Contrato y en un modo apropiado para las circunstancias” (Artículo 5.2). (Énfasis agregado)

316. El “Procedimiento de voto” de la Comisión de Administración según el Artículo 5.9.2 aclara un poco más los derechos reales y bien definidos de AEC en calidad de miembro pleno de la Comisión. Esta disposición identifica una cantidad de “actos” que exigían un voto de mayoría (por ende, el voto de AEC y de OEPC) que incluían, entre otros la “Aprobación de un Plan de Desarrollo” (Artículo 5.9.2.1); “Aprobación de un Programa de Trabajo y Presupuesto o de cualquier enmienda o modificación que afecte un Programa de Trabajo y Presupuesto” (Artículo 5.9.2.2); “Sobregastos en cualquier partida de un Programa de Trabajo y Presupuesto en más del veinte por ciento (20%) o U.S. \$1.000.000 (la cifra inferior de las dos), del importe autorizado para tal partida, o sobregastos para un Año Natural de un Programa de Trabajo y Presupuesto totales en más del diez por ciento (10%) o U.S. \$5.000.000, (la cifra inferior de las dos)” (Artículo 5.9.2.3); y “Decisiones sobre financiación de Operaciones Conjuntas (incluida cualquier

decisión de sufragar deudas relacionadas con tal financiación) previa a la Fecha de Cesión” (Artículo 5.9.2.4).

317. En opinión del Tribunal, estas disposiciones demuestran sin lugar a dudas que el Contrato de Operación Conjunta le otorgó derechos específicos de administración y de voto a AEC en relación con el Bloque 15 y, en consecuencia, perseguía conferir derechos contemplados en el Contrato de Participación, y esto es lo que concluye el Tribunal.

318. El hecho de que OEPC, como Operador, haya tenido a su exclusivo cargo todas las Operaciones Conjuntas de conformidad con el Artículo 4.2.1 del Contrato de Operación Conjunta no modifica la conclusión del Tribunal. En este sentido, el Tribunal observa que cuando OEPC realizó su solicitud formal ante PetroEcuador, el 15 de julio de 2004, para transferir a AEC el título legal de su interés económico del 40% sobre el Bloque 15, confirmó explícitamente que retendría la operación del Bloque 15 con anterioridad y con posterioridad a la fase de ingresos. En otras palabras, OEPC permanecería como único Operador conforme a los Contratos Participativos tanto antes como después de que AEC adquiriera el título legal. En consecuencia, el hecho de que OEPC, con posterioridad a la celebración del Acuerdo de Farmout, mantuviera a su exclusivo cargo las Operaciones Conjuntas no es un factor relevante para la determinación del Tribunal en torno a si produciría o no una transferencia de derechos hacia AEC con anterioridad al otorgamiento del título legal sobre esos derechos.

319. Una cuestión relacionada con lo anterior – que no requiere un pronunciamiento por parte del Tribunal en vista de su conclusión anterior – tiene que ver con determinar si AEC, con anterioridad al otorgamiento del título legal, tenía derecho a imponer una

“Operación Exclusiva” en caso de que la Comisión de Administración no lograra llegar a un acuerdo sobre una “Operación Conjunta”. El Artículo 7.1.1 del Contrato de Operación Conjunta establecía lo siguiente:

No podrán llevarse a cabo operaciones en apoyo de los Contratos Participativos salvo en forma de Operaciones Conjuntas bajo el Artículo 5 u Operaciones Exclusivas bajo este Artículo 7. No se llevará a cabo ninguna Operación Exclusiva que entre en conflicto con una Operación Conjunta o con alguno de los Contratos Participativos.

320. En opinión del Tribunal, si AEC podía o no imponer una Operación Exclusiva conforme al Contrato de Operación Conjunta antes de obtener el título legal es irrelevante para determinar si AEC adquirió derechos bajo el Contrato de Participación. Los derechos de AEC respecto de las Operaciones Exclusivas en el Bloque 15 no cambian el hecho de que el Contrato de Operación Conjunta le otorgó derechos específicos de administración y voto a AEC en relación con dichas Operaciones Conjuntas en el Bloque 15 y, por ende, perseguía conferir derechos contemplados en el Contrato de Participación, tal como lo determinó previamente el Tribunal.

321. Otro argumento esbozado por las Demandantes es que los derechos específicos de administración y de voto de AEC no pueden derivar en una transferencia de derechos contemplados en el Contrato de Participación dado que el Contrato de Operación Conjunta no permitía que la Comisión de Administración tomara decisiones que entraran en conflicto con los Contratos Participativos. A fin de respaldar este argumento, las Demandantes hacen referencia al Artículo 7.1.1 del Contrato de Operación Conjunta citado precedentemente, así como también al Artículo 5.13.5 del Contrato de Operación Conjunta, que el Tribunal reproduce una vez más para facilitar la referencia:

5.13.5 Ninguna decisión por parte de la Comisión de Administración será vinculante si entra en conflicto con una decisión tomada por un Comisión de Administración integrada con Petroecuador para los Campos Unificados de Edén Yuturi o Limoncocha o cualquier otro campo unificado al que la totalidad o parte del Bloque 15 se unifique en adelante.

322. El hecho de que se ejercerían derechos contemplados en el Contrato de Operación Conjunta conforme a los Contratos Participativos (que habría sido el caso antes y después de que AEC adquiriera el título legal) no implica que dichos derechos no estaban siendo transferidos a AEC o que no existían. Simplemente significa, y así lo cree el Tribunal, que OEPC no podía transferir derechos de los que no era titular en virtud de los Contratos Participativos: *nemo dat quod non habet*.

323. La distinción que debe realizarse es entre los derechos que podrían haber sido (o no) “ejercibles” inmediatamente por AEC y aquellos que eran inmediatamente “transferibles” a AEC. Así, las Demandantes afirman que si bien puede parecer, *prima facie*, que el Contrato de Operación Conjunta transfería derechos específicos a AEC en relación con la administración y la operación diarias del Bloque 15, tales derechos, argumentan, sólo podían ejercerse en el futuro, es decir, una vez que AEC adquiriera el título legal.

324. En otras palabras, según las Demandantes, el Contrato de Operación Conjunta no formalizó una transferencia inmediata de derechos sino una transferencia condicional que sólo se materializaría una vez transferido el título legal a AEC.

325. El experto de las Demandantes, Sr. Norman E. Maryan Jr., sostuvo lo siguiente: “En mi opinión, las Partes del caso que nos ocupa quisieron redactar el JOA [Contrato de Operación Conjunta] de forma amplia a fin de que el Acuerdo pudiera aplicarse tanto con

anterioridad como con posterioridad al traspaso del título legal. No concuerdo con la visión de que los Joint Operating Agreements así redactados, como es el JOA en el caso que nos ocupa, sirvan para fundamentar la conclusión de que AECI había adquirido plenos derechos como Parte no operadora desde el comienzo del JOA”¹².

326. Sin embargo, el Tribunal observa que el Sr. Maryan matizó su opinión y admitió que los derechos fueron otorgados, aunque “aparentemente”. El experto sostuvo lo siguiente: “En mi opinión, muchos de los derechos aparentemente conferidos a AEC en virtud del JOA eran ficticios, en el sentido que la compañía se veía imposibilitada de ejercerlos plenamente hasta tanto hubiera adquirido el título legal correspondiente”¹³. (Énfasis agregado)

327. Cuando durante la Audiencia se le preguntó al experto de la Demandada, Sr. A. Timothy Martin, sobre las opiniones del Sr. Maryan en este sentido, sostuvo: “Yo no estoy de acuerdo con esta conclusión y me parece que la mayoría de los derechos que uno vería normalmente en un Contrato de Operación Conjunta del sector existían en este acuerdo y se ejercen antes y después de la transferencia del título legal”¹⁴. (Énfasis agregado)

328. Así, los expertos de las partes están de acuerdo en que, *prima facie*, el Contrato de Operación Conjunta formalizó, como mínimo, una aparente transferencia de derechos,

¹² Informe Pericial de Norman E. Maryan Jr. de fecha 10 de agosto de 2008, página 13.

¹³ *Ídem*, página 5.

¹⁴ Transcripción de la Audiencia (20 de diciembre de 2008), página 1789.

pero discrepan sobre la posibilidad de que AEC ejerciera esos derechos con anterioridad a la transferencia del título legal. En opinión del Tribunal, el hecho de que el debate entre los expertos se haya centrado entorno a si determinados derechos podían ser ejercidos, en contraposición a si tales derechos podían ser transferidos, es irrelevante a los fines de las determinaciones que ha realizado el Tribunal respecto de su interpretación del Contrato de Operación Conjunta. Lo que realmente importa determinar es si la transferencia de derechos entre OEPC y AEC se materializaría al celebrarse el Acuerdo de Farmout y el Contrato de Operación Conjunta, es decir, si se ha comprobado la existencia de una transferencia de derechos y el Tribunal ha determinado en forma concluyente que así fue. Si esos derechos, una vez transferidos, podían o no ser ejercidos en forma inmediata es irrelevante para el análisis del Tribunal.

(d) El Acuerdo de Farmout

329. En la Sección anterior, el Tribunal concluyó que, conforme a sus propios términos, el Contrato de Operación Conjunta perseguía transferir derechos a AEC que eran propiedad de OEPC en virtud de los Contratos Participativos. En esta Sección, el Tribunal observa que el Acuerdo de Farmout, conforme a sus propios términos, también perseguía transferir derechos a AEC que eran propiedad de OEPC en virtud de los Contratos Participativos.

330. Una de las disposiciones centrales del Acuerdo de Farmout, la Sección 2.01, establecía que durante la fase de ingresos, OEPC tendría el “título legal del interés de AECE en la Propiedad Sujeta al Farmout a favor de AECE”. La Sección 1.01 establecía que el término “Propiedad Sujeta al Farmout” incluía “los Contratos Participativos y los

derechos e intereses allí otorgados a OEPC en y con respecto al Bloque 15”. La Sección 2.01 del Acuerdo de Farmout establecía, además, en su parte relevante, lo siguiente:

Art. 2.01 [...]El Interés Farmout a ser transferido a AECI a partir de la Hora de Vigencia incluye un ‘interés de trabajo’ o ‘interés participativo’ en los Contratos Participativos y el Bloque 15, excepto que no incluye el título legal nominal a un interés en el Bloque 15 o un interés como parte en los Contratos Participativos. OEPC continuará siendo propietaria del 100% del título legal de los Contratos Participativos y de los intereses en el Bloque 15 otorgados o indicados en los Contratos Participativos; siempre y cuando, a partir de la Hora de Vigencia, OEPC posea el título legal del interés en la Propiedad Sujeta al Farmout representada por el Interés Farmout de AECI en los Contratos Participativos y el Bloque 15 como ‘nominada’ con la obligación de traspasar el título legal de dicho interés a AECI, sujeto a la obtención de las aprobaciones gubernamentales necesarias, con prontitud después que AECI haya pagado todas las cantidades requeridas para ganar el interés en la Propiedad Sujeta al Farmout representada por el Interés Farmout, tal como se indique de aquí en adelante y el gasto de dichas cantidades por parte de OEPC como Operador bajo el JOA para el Capex del Bloque 15 (tal como se define más adelante en este documento). Antes de dicho traspaso, mientras OEPC posee el título legal del interés de AECI en la Propiedad Sujeta al Farmout a favor de AECI, OEPC estará obligada, al riesgo, costo y gasto exclusivos de AECI, a actuar con respecto al Interés Farmout de AECI en la forma indicada ocasionalmente por AECI, como si AECI fuese una parte a los Contratos Participativos con posesión del título legal del 40% de interés en los Contratos Participativos y de los intereses otorgados en los mismos con respecto al Bloque 15, sujeto a y de acuerdo con los términos y disposiciones del JOA descrito en la Sección 2.02. (Énfasis agregado)

331. Resulta claro para el Tribunal que esta Sección 2.01 del Acuerdo de Farmout confirma que AEC habría de tener título legal *de facto* sobre su interés en la “Propiedad Sujeta al Farmout”, pero que dicho título estaría “en posesión” de OEPC en representación de aquella hasta tanto se obtuvieran las autorizaciones gubernamentales correspondientes. Esta disposición confirma, además, que OEPC se había comprometido a actuar como Contratista conforme al Contrato de Participación – derecho que había adquirido a título exclusivo – “como si” AEC fuera parte en dicho Contrato de Participación. En los hechos, entre OEPC y AEC la situación era idéntica tanto antes como después de la transferencia del título legal en lo que respecta al Contrato de

Participación; ambas estaban operando *de facto* conforme al Contrato de Operación Conjunta “como si” el título legal ya hubiera sido transferido y la autorización ministerial para realizar dicha transferencia constituía una mera formalidad. Pero aún más importante es, en opinión de este Tribunal, que ello significaba que OEPC estaba compartiendo con AEC su derecho exclusivo de llevar a cabo las operaciones en el Bloque 15 y que estaba obligada a “actuar con respecto al Interés Farmout de AECI en la forma indicada ocasionalmente por AECI”. Esta Sección 2.01 del Acuerdo de Farmout, junto con las disposiciones del Contrato de Operación Conjunta analizadas precedentemente por el Tribunal, confirman la conclusión del Tribunal de que OEPC perseguía transferir a AEC mediante estos acuerdos derechos que adquirió de parte de Ecuador en el Contrato de Participación.

(e) Relación contractual

332. Uno de los principales argumentos de las Demandantes para justificar su afirmación de que OEPC no transfirió ni cedió derechos contemplados en el Contrato de Participación a AEC en violación de la Cláusula 16.1 del Contrato de Participación y del Artículo 74.11 de la LHC es que, hasta tanto se transfiriera el título legal a AEC, sólo OEPC era responsable ante la Demandada y ante PetroEcuador por el cumplimiento del Contrato de Participación y que sólo OEPC podía hacer exigibles los derechos de que era titular en virtud de dicho contrato. En otras palabras, según las Demandantes, una cesión o transferencia de derechos contractuales requería la existencia de una relación contractual entre AEC y la Demandada y dado que la transferencia de un interés económico del 40% no creaba tal relación contractual, AEC no adquirió derechos contemplados en el Contrato de Participación que pudieran ser exigibles ante Ecuador.

333. Este argumento presentado por las Demandantes no satisface al Tribunal. El hecho de que OEPC haya retenido el título legal y de que no existía una relación contractual entre AEC y Ecuador respecto del Contrato de Participación no lleva necesariamente a la conclusión, en las circunstancias del presente caso, que el Acuerdo de Farmout y/o el Contrato de Operación Conjunta no perseguían transferir derechos de OEPC a AEC, como lo ha determinado el Tribunal.

334. El Tribunal observa que si adoptara el argumento de las Demandantes, nunca podría existir una transferencia o cesión de derechos no autorizada en un caso como el que nos ocupa. Una relación contractual involucra necesariamente la autorización por parte de las autoridades ecuatorianas dado que exige que AEC se vuelva parte del Contrato de Participación, hecho que no puede ocurrir sin la autorización mencionada. Las Demandantes parecen reconocer que su argumento es ilógico al admitir que “ni la transferencia de un interés económico ni la transferencia no autorizada del título legal habrían creado una relación contractual”.

335. Asimismo, el Tribunal observa que la Sección 4.01 del Acuerdo de Farmout confirma la conclusión del Tribunal. Conforme a dicha Sección, la transferencia del título legal y la creación de una relación contractual entre AEC y PetroEcuador conforme al Contrato de Participación se describen claramente como dos transacciones separadas y diferentes. Dicha Sección, que se encuentra en el Artículo IV del Acuerdo de Farmout titulado “Cesión de título legal”, establece lo siguiente:

4.01 Con prontitud después de que AECI haya efectuado todos los pagos del Arrastre de OEPC indicados en las Secciones 3.03, 3.04 y 3.05, y que OEPC como Operador bajo el JOA haya gastado dichas cantidades para el Capex del Bloque 15, OEPC y AECI deberán celebrar y entregar los documentos que sean

necesarios para traspasar el título legal a AECI en y a un interés económico de 40% en los Contratos Participativos y el Bloque 15 y establecer a AECI como parte de los Contratos Participativos y como propietaria de dicho 40% de interés económico (sujeto a obtener las aprobaciones gubernamentales requeridas). Toda prima de transferencia o cargo administrativo aplicado por una agencia o departamento gubernamental con respecto a dichas transacciones será pagado por AECI. (Énfasis agregado)

336. En conclusión, la ausencia de una relación contractual en las circunstancias del presente caso no reviste importancia alguna en vista de las conclusiones previas del Tribunal de que OEPC perseguía transferir a AEC derechos de los que era titular conforme al Contrato de Participación. El propio Acuerdo de Farmout confirma la conclusión del Tribunal.

(f) Las restantes acusaciones de incumplimiento del Contrato de Participación y violaciones de la LHC

337. Al concluir que OEPC, con la celebración del Acuerdo de Farmout y del Contrato de Operación Conjunta con AEC, efectivamente perseguía transferir a AEC derechos que había adquirido en virtud del Contrato de Participación, el Tribunal no debe abordar la cuestión de si también creó un consorcio en violación de la Cláusula 16.4 del Contrato de Participación y del Artículo 74.12 de la LHC. Por este mismo motivo, no es necesario que el Tribunal aborde las afirmaciones realizadas por la Demandada entorno a la existencia de infracciones técnicas de parte de OEPC en violación del Artículo 74.13 de la LHC.

338. Incluso en el caso que el Tribunal determinará en favor de la Demandada en relación con estas afirmaciones, tal determinación no afectaría la conclusión del Tribunal de que el Decreto de Caducidad no fue una respuesta proporcionada de parte del Ecuador

en las particulares circunstancias de este caso.¹⁵ Adicionalmente, el Tribunal observa que sea que encuentre una, dos o tres violaciones de las Demandantes a la LHC, la sanción continúa siendo la misma: *Caducidad*. La sanción no es acumulativa.

339. El Tribunal analizará a continuación el tema de la obligación de OEPC de obtener una autorización del “Ministerio del Ramo” para realizar esta transferencia.

2. *La obligación de OEPC de obtener autorización para transferir derechos contemplados en el Contrato de Participación*

340. Tal como fue señalado precedentemente, es indiscutible el hecho de que para poder realizar una transferencia de derechos contemplados en el Contrato de Participación, OEPC debía obtener autorización previa por parte de las autoridades ecuatorianas. La Cláusula 16.1 del Contrato de Participación, que ya fue citada, establecía claramente lo siguiente:

DÉCIMO SEXTA: DE LA TRANSFERENCIA Y CESIÓN.-

16.1 La transferencia de este Contrato de Participación o la cesión a terceros de derechos provenientes del mismo deberán ser autorizadas por el Ministerio del Ramo, de conformidad con las leyes y reglamentos vigentes; de manera especial se cumplirán las disposiciones previstas en el artículo 79 de la Ley de Hidrocarburos y en los Decretos Ejecutivos Nos. 809, 2713 y 1179. (Énfasis agregado)

341. Con la misma claridad, la Cláusula 21.1.2 del Contrato disponía expresamente que el Contrato de Participación se daría por terminado “[p]or transferir derechos y obligaciones del Contrato de Participación, sin autorización del Ministerio del Ramo”.

¹⁵ Ver infra, párrafo 442

(Énfasis agregado) El Tribunal recuerda que el Contrato de Participación recoge los requisitos establecidos en la LHC de Ecuador, en particular, los siguientes:

CAPÍTULO IX

Caducidad, Sanciones y Transferencias

Art. 74. El Ministerio del Ramo podrá declarar la caducidad de los contratos, si el contratista:

[...]

11. Traspasare derechos o celebrare contrato o acuerdo privado para la cesión de uno o más de sus derechos, sin la autorización del Ministerio;

[...]

Art. 79. La transferencia de un contrato o la cesión a terceros de derechos provenientes de un contrato, serán nulas y no tendrán valor alguno si no precede autorización del Ministerio del Ramo, sin perjuicio de la declaración de caducidad según lo previsto en la presente Ley.

[...]

(Énfasis agregado)

342. En su revisión de la evidencia sobre este crucial punto el Tribunal observa, en primer lugar, que la Carta de Intención de fecha 9 de agosto de 2000¹⁶, firmada con anterioridad a la celebración del Acuerdo de Farmout y el Contrato de Operación Conjunta, establecía en su quinto párrafo que “La Transacción de Farmin estaría expresamente condicionada a la aprobación del Directorio respectivo de AECI y Occidental Petroleum Corporation y a las autorizaciones gubernamentales correspondientes, si las hubiere, incluida la aprobación del Ministerio de Energía y Minas del Ecuador”. (Énfasis agregado) Por lo tanto, no existía consenso entre AEC y OPC en cuanto a si era necesaria una autorización ministerial.

¹⁶ Ver supra, párrafo 128.

343. Las pruebas con las que cuenta el Tribunal revelan que el debate dentro de las filas de OEPC entorno a si tal autorización ministerial era necesaria o no respecto de la primera fase del Farmout continuó con posterioridad a la celebración de la Carta de Intención. Existen dos borradores diferentes de la carta enviada al Ministerio de Energía y Minas del Ecuador, ambas fechadas el 23 de octubre de 2000, que son prueba elocuente de que verdaderamente existían dos líneas de pensamiento sobre este tema. Estos borradores elaborados por funcionarios de OEPC establecen diferentes procedimientos a seguir y, en opinión del Tribunal, ayudan a comprender los hechos posteriores. El texto del primer borrador, “Versión A”, dispone lo siguiente:

I. ANTECEDENTES

1. Como es de su conocimiento, OEPC y PETROECUADOR celebraron un Contrato de Participación para realizar actividades de exploración y producción en el Bloque 15 de la Región Amazónica, conforme a los términos y condiciones contenidos en la Escritura Pública correspondiente, inscrita en el Registro Nacional de Hidrocarburos el 2 de junio de 1999.
2. Con el fin de fortalecer las actividades de exploración, desarrollo y producción adicionales en el Bloque 15, OEPC y AOEPC [AEC] están estudiando la posibilidad de celebrar un acuerdo en virtud del cual AOEPC [AEC] aportaría fondos para financiar parte de las inversiones necesarias para cumplir con dicho objetivo, a cambio de una participación en las ganancias derivadas de dicha inversión. AOEPC [AEC] no adquiriría los derechos y las obligaciones derivados de dicho Contrato de Participación y OEPC continuaría ejecutando dicho Contrato y permanecería siendo la única parte responsable frente a PETROECUADOR. En consecuencia, esta negociación sólo implica la adquisición por parte de AOEPC [AEC] de un interés económico en las utilidades producidas por las actividades de exploración, desarrollo y producción adicionales en el Bloque 15 ya mencionadas en virtud del Contrato de Participación, sin que AOEPC [AEC] adquiera el título legal sobre dicho Contrato. OEPC continuará siendo la única entidad titular de los derechos y obligaciones jurídicas establecidas en el Contrato de Participación del Bloque 15.
3. Con base en esta negociación, OEPC le reconocería a AOEPC [AEC] el derecho a adquirir el título legal y una participación efectiva en el Contrato de Participación del Bloque 15, una vez cumplidas las diversas

condiciones que se estipularían en el acuerdo y una vez obtenida la aprobación por parte del Ministerio de Energía y Minas y cumplidos los demás requisitos establecidos por la legislación ecuatoriana y el Contrato de Participación del Bloque 15 entre OEPC y PETROECUADOR.

I. SOLICITUD:

En vista de lo anterior y conforme a las disposiciones del Artículo 74(1) y del Artículo 79 de la Ley de Hidrocarburos, así como también de las normas regulatorias sancionadas para la aplicación de dicha ley, por medio de la presente solicitamos:

1. Tenga a bien confirmar si, tal como es nuestra interpretación, la transacción descrita en los antecedentes de la presente solicitud no requiere de la autorización previa establecida en los Artículos 74(11) y 79 de la Ley de Hidrocarburos. Como fue mencionado, dicha transacción no implica una cesión del título legal o de los derechos contemplados en el Contrato del Bloque 15 sino un simple reconocimiento en favor de AOEPC [AEC] de un interés económico en las utilidades derivadas de dicho contrato. Sin embargo, si AOEPC [AEC] adquiriera el título legal y los derechos contemplados en el Contrato de Participación del Bloque 15 una vez cumplidas las condiciones a ser estipuladas en el acuerdo mencionado, entonces se solicitará la autorización correspondiente del Ministerio de Energía y Minas y se cumplirá con los demás trámites y requisitos contemplados en la legislación ecuatoriana;

2. En forma subsidiaria, en el caso poco probable de que su respuesta al punto precedente sea negativa, le solicitamos que autorice a OEPC a ceder a AOEPC [AEC] un interés económico en las utilidades derivadas de las actividades de exploración, desarrollo y producción adicionales del Contrato de Participación del Bloque 15. En tal caso, le solicitamos que autorice, además, el acuerdo en virtud del cual ambas compañías pactarían que, una vez cumplidas diversas condiciones a ser estipuladas en el contrato a ser celebrado entre ellas, OEPC transferiría a AOEPC [AEC] el título legal y los derechos contemplados en el Contrato de Participación en el Bloque 15, con el cumplimiento previo de los demás trámites y requisitos contemplados en las leyes y regulaciones ecuatorianas aplicables y en el Contrato de Participación del Bloque 15. Cabe señalar que la transacción descrita en los antecedentes de la presente solicitud no afectaría de modo alguno los derechos y las obligaciones asumidas por la Contratista – OEPC – en el Contrato de Participación celebrado con PETROECUADOR y que la transferencia de derechos en el Bloque 15 a ser realizada una vez cumplidas las diversas condiciones a ser estipuladas en dicho acuerdo, no disminuiría en modo alguno la capacidad de la Contratista del Bloque 15. No sólo OEPC continuaría siendo solidariamente responsable por el cumplimiento del contrato sino que además AOEPC [AEC] también sería responsable por el cumplimiento de dichas obligaciones. Cabe señalar, además, que la capacidad financiera,

técnica y operativa de AOEPC [AEC] para celebrar acuerdos de actividades de exploración y producción ya ha sido calificada por el Gobierno ecuatoriano desde que Petroecuador celebró diversos contratos de actividades de exploración y producción con dicha compañía.

3. Por último, en el caso de que la respuesta al primer punto sea negativa, le agradeceríamos que nos indicara si los pagos contemplados en el Artículo 2.b del Decreto Presidencial 809 (Registro Oficial No. 197 del 31 de mayo de 1985) que regula la aplicación del Artículo 79 de la Ley de Hidrocarburos deben realizarse como resultado de la autorización referida en el punto 2 anterior o si, en cambio, dichos montos deben ser pagados únicamente cuando la transferencia de derechos y obligaciones en el Contrato de Participación del Bloque 15 por parte de OEPC en favor de AOEPC [AEC] se haga efectiva. Tal como ya fue señalado en varias ocasiones en los puntos precedentes, dicha transferencia se realizaría sólo si se cumplen diversas condiciones a ser pactadas en el acuerdo que sería negociado y una vez cumplidas otras formalidades y requisitos contemplados en la Ley ecuatoriana así como las condiciones estipuladas en el Contrato de Participación. (Énfasis agregado)

(Traducción del Tribunal)

344. La Versión B, por su parte, fue formulada de la siguiente manera:

I. ANTECEDENTES

1. Como es de su conocimiento, OEPC y PETROECUADOR celebraron un Contrato de Participación para realizar actividades de exploración y producción en el Bloque 15 de la Región Amazónica, conforme a los términos y condiciones contenidos en la Escritura Pública correspondiente, inscrita en el Registro Nacional de Hidrocarburos el 2 de junio de 1999.
2. Con el fin de fortalecer las actividades de exploración, desarrollo y producción adicionales en el Bloque 15, previa recepción de todas las autorizaciones gubernamentales correspondientes, OEPC y AOEPC [AEC] celebrarán un acuerdo en virtud del cual AOEPC [AEC] aportaría fondos para financiar parte de las inversiones necesarias para cumplir con dicho objetivo, a cambio de una participación del cuarenta por ciento (40%) en las ganancias derivadas del Bloque, incluidas sus operaciones unificadas. AOEPC [AEC] sólo adquiriría los derechos y las obligaciones derivados de dicho Contrato de Participación en un futuro y sólo después de haber obtenido la autorización expresa del Ministerio de Energías y Minas, con anterioridad a la transferencia de tales derechos. Hasta tanto dicha transferencia sea aprobada de manera separada por el Ministerio de Minas y Energías y finalizada con OAEPC [sic] [AEC], OEPC continuará ejecutando el Contrato de Participación mencionado y permanecerá siendo la única parte responsable frente a PETROECUADOR. En consecuencia,

el acuerdo a ser celebrado por el momento sólo implica la adquisición por parte de AOEPIC [AEC] de un interés económico en las utilidades generadas en virtud del Contrato de Participación del Bloque 15, sin que AOEPIC [AEC] adquiera el título legal sobre dicho Contrato. OEPC continuará siendo la única entidad titular de los derechos y obligaciones jurídicas establecidos en el Contrato de Participación del Bloque 15.

3. Además del interés económico que estaría adquiriendo actualmente AOEPIC [AEC], tal como fue indicado precedentemente, y con base en el acuerdo negociado a ser celebrado entre OEPC y AOEPIC [AEC], OEPC se comprometerá a ceder a AOEPIC [AEC], en algún momento durante enero de 2005 o posteriormente, el título legal y una participación efectiva en el Contrato de Participación del Bloque 15 y sus operaciones unificadas, pero sólo una vez cumplidas las diversas condiciones estipuladas en el acuerdo, el requisito de autorización previa por parte del Ministerio de Energía y Minas, y los demás requisitos exigidos por la legislación ecuatoriana y el Contrato de Participación del Bloque 15 celebrado entre OEPC y PETROECUADOR. En el futuro, se solicitará una autorización separada por parte del Ministerio de Energía y Minas para esta transferencia de un interés en el Contrato de Participación del Bloque 15 y las áreas unificadas.

I. SOLICITUD:

En vista de lo anterior y conforme a las disposiciones del Artículo 74(11)(12) y del Artículo 79 de la Ley de Hidrocarburos, así como también de las normas regulatorias sancionadas para la aplicación de dicha ley, por medio de la presente solicitamos:

1. Tenga a bien otorgar para esta transacción la autorización previa exigida por los Artículos 74 (11) (12) y 79 de la Ley de Hidrocarburos o bien indicar que dicha autorización no es necesaria para la transacción mencionada. Tal como fue indicado, esta transacción no implica una cesión actual del título legal o los derechos contemplados en el Contrato de Participación del Bloque 15 sino un simple reconocimiento en favor de AOEPIC [AEC] de un interés económico en las utilidades derivadas de dicho contrato.
2. En virtud del acuerdo negociado entre OEPC y AOEPIC [AEC], AOEPIC [AEC] podrá adquirir el título legal y los derechos contemplados en el Contrato de Participación del Bloque 15 y las áreas unificadas, siempre y cuando se obtenga la autorización correspondiente del Ministerio de Energía y Minas con anterioridad al momento de la transferencia y siempre y cuando se cumplan las condiciones a ser estipuladas en dicho acuerdo y los demás trámites y requisitos establecidos por las leyes ecuatorianas.

3. Por último, le agradeceríamos que nos indicara si los pagos contemplados en el Artículo 2.b del Decreto Presidencial 809 (Registro Oficial No. 197 del 31 de mayo de 1985) que regula la aplicación del Artículo 79 de la Ley de Hidrocarburos deben realizarse como resultado de la autorización referida en el punto 1 anterior o si, en cambio, dichos montos deben ser pagados únicamente cuando la transferencia de derechos y obligaciones en el Contrato de Participación del Bloque 15 por parte de OEPC en favor de AOEPAC [AEC] se haga efectiva, tal como se describe en el punto 2 anterior. Tal como ya fue señalado en varias ocasiones en los puntos precedentes, dicha transferencia se realizaría sólo si se cumplen diversas condiciones a ser pactadas en el acuerdo que sería negociado y una vez cumplidas las otras formalidades y requisitos contemplados en la Ley ecuatoriana, incluido el requisito de una autorización formal por parte del Ministerio de Energía y Minas, así como las condiciones estipuladas en el Contrato de Participación. (Énfasis agregado)

(Traducción del Tribunal)

345. En opinión del Tribunal, ambos grupos dentro de OEPC tenían razones sólidas y válidas para respaldar sus respectivas posiciones. Quienes proponían la Versión A consideraban al Farmout como lo que realmente era para los petroleros, es decir, un negocio de “petróleo por dinero” que permitía a OEPC financiar y apalancar su exploración continua del Bloque 15. En efecto, AEC tendría la función de un banco para OEPC. Durante la fase de ingresos, OEPC continuaría siendo exclusivamente responsable frente a PetroEcuador por el cumplimiento de todas las obligaciones asumidas en el Contrato de Participación. El hecho futuro que importaba y que requeriría de una autorización ministerial era la eventual transferencia del título legal a AEC sobre el 40% del Bloque 15 un tiempo después, cuando AEC, el contratista cedido (*farmee*), hubiera cumplido con sus obligaciones *earn-in* contempladas en el Farmout.

346. Quienes proponían la Versión A dentro de OEPC (y de AEC) estaban en buena compañía, incluido el experto de las Demandantes en este tema, el Sr. Andrew Derman. En su informe presentado como parte de este procedimiento el 10 de agosto de 2008, el

Sr. Derman concluye, de forma muy categórica, que “[n]o existió traspaso de título legal o de derechos y obligaciones derivados del Contrato de Participación por parte de OEPC a AEC, ni en virtud del Acuerdo de Farmout ni del Operating Agreement”¹⁷. Tal como lo explica más adelante en su informe:

En virtud del Acuerdo Farmout, si AEC cumplía con sus obligaciones de pago, adquiriría el derecho a percibir de OEPC una parte del petróleo producido por OEPC según lo estipulado en el Contrato de Participación. Si bien OEPC no podía garantizar que AEC recibiera el título legal, ya que para ello era necesaria la aprobación del Gobierno del Ecuador, poseía el derecho a disponer de su petróleo libremente, en virtud del Contrato de Participación, y podía entregarle a AEC una porción de dicha producción. En esencia, AEC financió una parte de la exposición financiera de OEPC y, similar a un banco, AEC recibió un reembolso y fue compensado de acuerdo con los términos previamente acordados del Acuerdo de Farmout. En caso de que el Gobierno del Ecuador no aprobara la cesión del título legal, AEC recibiría el reembolso y sería compensado por su financiamiento, pero nunca aseguraría su posición ni obtendría el título legal. De la misma forma que un banco, el financiamiento de AEC se mantendría sin ser garantizada¹⁸. (Énfasis agregado)

347. Por otro lado, quienes proponían la Versión B, probablemente los abogados, sostenían que era prudente solicitar “autorización previa” para la fase de ingresos. Claramente, habían efectuado un mínimo análisis de los contratos en cuestión. Sin embargo, categóricamente, quienes respaldaban la Versión B no eran dogmáticos sobre el requisito de una autorización ministerial. Tal como fue señalado anteriormente, el párrafo clave de su borrador concluía “...o bien indicar que dicha autorización no es necesaria para la transacción mencionada”.

348. Prevalcieron los miembros del grupo que proponía la Versión A. Hicieron caso omiso a los sólidos consejos de los abogados. Es posible que hayan sido imprudentes y

¹⁷ Informe Pericial de Andrew B. Derman de fecha 10 de agosto de 2008, párrafo 15.

¹⁸ *Ídem.*, párrafo 37.

negligentes. También es posible que el curso de acción propuesto haya sido riesgoso, tal como lo confirman los hechos posteriores; sin embargo, por los motivos que se describen a continuación, el Tribunal no considera que exista prueba alguna de que su posición estuviera cargada de mala fe. Eran hombres de negocios, petroleros experimentados, para quienes los detalles legales no eran tan importantes como las realidades comerciales del negocio. Desafortunadamente para las Demandantes, su comportamiento tendría consecuencias terribles.

349. Fue ese comportamiento, tal como demuestra el expediente con posterioridad al 23 de octubre 2000, el que llevó a otras instancias en las que el silencio de OEPC y, en particular, un confuso mensaje escrito derivaron en graves malentendidos y una confusión entendible dentro del Ministerio de Energía y Minas del Ecuador.

350. La saga que culminó en la presente diferencia comenzó el 24 de octubre de 2000. Tal como fue señalado precedentemente, ese día, los altos ejecutivos de OEPC y de AEC viajaron a Quito desde los Estados Unidos y Canadá a fin de informar al Ministro Terán sobre la transacción. El motivo de la reunión no le fue comunicado al Ministro cuando se programó la cita.

351. El “guión” que fue elaborado para esta importante reunión demuestra, sin ninguna duda, que ganaron quienes proponían la Versión A y que no se solicitaría ninguna autorización para la fase de ingresos. Los tres primeros párrafos numerados de dicho “guión” resumen toda la historia al destacar que:

1) Oxy y AEC han acordado que AEC asumirá el 40% del interés económico en el Bloque 15, efectivo a partir del 01 de octubre de 2000.

2) AEC asumirá el papel de socio pleno a partir de 2005, sujeto a aprobación por parte del Gobierno de Ecuador.

3) No habrá cambios iniciales en los derechos y obligaciones contractuales ni en el título legal de B115. No habrá ningún cambio en la metodología operacional de Petroecuador ni del Gobierno de Ecuador. (Énfasis agregado)

352. Así, el primer párrafo del “guión” describe, muy sucintamente, la fase de ingresos para la que no se solicitó ninguna autorización ni confirmación de que no era necesaria. El segundo párrafo del “guión” describe, nuevamente en forma sucinta, la fase subsiguiente en la que AEC se convertiría en “socio pleno” al adquirir el título legal para lo cual la “aprobación por parte del Gobierno de Ecuador” era necesaria. El tercer párrafo establece la perspectiva de las Demandantes durante la fase de ingresos.

353. Durante la reunión del 24 de octubre de 2000, el Ministro Terán no recibió ninguna copia del Acuerdo de Farmout que OEPC y AEC habían celebrado cinco días antes. Si bien nada indica que el Ministro haya solicitado una copia del Acuerdo, el Tribunal considera que sus invitados debieran haber entregado una copia al Ministro. Después de todo, OEPC y el Gobierno de Ecuador eran socios en virtud del Contrato de Participación. Por lo menos en base a esta relación contractual, OEPC debiera haber reflexionado y concluido que lo que correspondía hacer era entregar una copia del Acuerdo de Farmout a su socio durante la reunión.

354. El 25 de octubre de 2000, Paul MacInnes, Presidente de OEPC y quien había liderado el equipo de OEPC durante la reunión el día anterior, le escribió al Ministro

Terán. Debido a la importancia de esta carta¹⁹, a la que ya se ha hecho referencia, el Tribunal la transcribe en su totalidad a continuación:

En nuestra reunión mantenida el 24 de octubre de los corrientes, tuvimos la oportunidad de notificarle sobre la inminente transacción mediante la cual Occidental Exploration and Production Company (“OEPC”) intenta ceder a City Investing Company Limited (“CITY”) el 40% de sus intereses económicos en el Contrato de Participación para la Explotación y la Exploración Adicional de Hidrocarburos en el Bloque 15 (el “Contrato del Bloque 15”). Esta cesión incluirá los derechos de OEPC en los Convenios Operacionales de Explotación Unificada de los Campos Unificados Edén Yuturi y Limoncocha.

Posteriormente a la ejecución de esta transacción, OEPC continuará siendo la única entidad “Contratista” bajo el Contrato del Bloque 15. Una vez que CITY haya cumplido sus obligaciones contempladas en el acuerdo de cesión, OEPC transferirá a CITY el título legal correspondiente a un 40% de sus intereses en el Contrato del Bloque 15 y en los Convenios Operacionales de Explotación Unificada, sujeta a las aprobaciones que el Gobierno del Ecuador requiera en esa oportunidad.

Esta transacción no afectará negativamente ninguna de las operaciones contempladas en el Contrato del Bloque 15 o en los Convenios Operacionales de Explotación Unificada.

Estamos seguros que esta transacción traerá beneficios significativos para el Gobierno del Ecuador y las compañías. Por lo tanto, solicitamos muy comedidamente que el Ministerio de Energía y Minas confirme a la brevedad posible, su consentimiento con respecto a la transferencia de los intereses económicos anteriormente indicados a favor de CITY.

355. Esta carta es muy confusa y es la causa de las pruebas contradictorias en torno a los acontecimientos que ocurrieron tanto antes como después de dicha fecha.

356. El Tribunal observa que la carta fue escrita en español, pero no existe ninguna controversia entre las partes en cuanto a la precisión de la traducción al inglés. El párrafo introductorio, que se refiere a “la inminente transacción”, constituye una clara referencia a la fase de ingresos. El Tribunal recuerda que, si bien el Acuerdo de Farmout fue

¹⁹ *Ver supra*, párrafo 151.

celebrado el 19 de octubre de 2000 y entraría en vigencia el 1° de octubre de 2000, el Contrato de Operación Conjunta fue celebrado el 31 de octubre de 2000 “efectivo a partir del 01 de octubre de 2000”. En otras palabras, si bien puede haber sido estrictamente correcto que OEPC se refiriera a una “inminente transacción”, hubiera sido más acertado referirse a la transacción (y, así, a una “transferencia”) que había tenido lugar seis días antes, el 19 de octubre de 2000, y que se encontraba en vigencia desde el 1° de octubre de 2000. De hecho, el párrafo 1) del “guión” establecía correctamente que “Oxy y AEC han acordado...”. (Énfasis agregado)

357. Asimismo, el Tribunal observa que en el segundo párrafo de la carta del 25 de octubre de 2000, OEPC es clara al referirse a la fase subsiguiente del Farmout que, según señala, está “sujeta a las aprobaciones que el Gobierno del Ecuador requiera en esa oportunidad”.

358. En cuanto al tercer párrafo de dicha carta, en opinión del Tribunal, sólo puede interpretarse que se refiere a la fase de ingresos. “Esta transacción” hace clara referencia a la “inminente transacción” que se describe en el párrafo introductorio.

359. Así, los primeros tres párrafos de la carta de seguimiento del 25 de octubre de 2000 son de hecho una reiteración, aunque más detallada, de los tres primeros párrafos del “guión”.

360. Por el contrario, el último párrafo de la carta no encaja ni con el enfoque abordado en el guión ni con el utilizado en la Versión A. Lo desconcertante es que, luego de algunas semanas de confusión, tal como demostrará el Tribunal más adelante, en lo que a

OEPC respecta, actuó ante Ecuador como si este último párrafo hiciera referencia a la fase subsiguiente del Farmout y no a la fase de ingresos. El Tribunal considera que, claramente, ello no era así. Ese párrafo es confuso. El Tribunal no cree que OEPC haya tenido la intención de confundir al Ministro Terán; sin embargo, ese fue el resultado de su redacción imprecisa.

361. El Tribunal recuerda una vez más que el párrafo en cuestión dice lo siguiente:

Estamos seguros que esta transacción traerá beneficios significativos para el Gobierno del Ecuador y las compañías. Por lo tanto, solicitamos muy comedidamente que el Ministerio de Energía y Minas confirme a la brevedad posible, su consentimiento con respecto a la transferencia de los intereses económicos anteriormente indicados a favor de CITY.

362. En la segunda oración de ese cuarto párrafo, OEPC sólo puede estar buscando que el Ministro Terán le brinde su confirmación de que presta su consentimiento para la “transferencia” descrita en el párrafo introductorio, esto es, la fase de ingresos. El Tribunal observa que esta interpretación contradice las pruebas presentadas por los testigos de las Demandantes, quienes sostienen que en la reunión del 24 de octubre el Ministro Terán, explícita o implícitamente, había acordado con ellos que no se requería ninguna autorización ministerial para la fase de ingresos.

363. Por otro lado, la renuncia mutua que suscribieron OEPC y AEC el 31 de octubre de 2000 también confirma la visión prevaleciente de OEPC y AEC de que no era necesaria ninguna autorización gubernamental para transferir el interés económico del 40%. Esta renuncia es coherente con la Versión A, el guión y los primeros tres párrafos de la carta del 25 de octubre, pero no con el cuarto párrafo de dicha carta. El texto de ese párrafo establece: “De igual fecha a la presente, [OEPC] y [AECI] están celebrando un

determinado Acuerdo de Farmout [...] en virtud del cual OEPC entregará en farmout y transferirá a AECI un interés económico del 40% en determinadas propiedades [etc.]...”.

Luego, en el párrafo número 1, la renuncia mutua del 31 de octubre de 2000 confirma nuevamente que las partes acuerdan:

1. Sin perjuicio de toda disposición en contrario establecida en el Acuerdo de Farmout o cualquier documento relacionado, OEPC y AECI renuncian expresamente al cumplimiento de cualquier requisito de autorización gubernamental aplicable a la transferencia por parte de OEPC hacia AECI de dicho interés económico del 40% en la Propiedad Sujeta al Farmout. Sin embargo, el propósito de la presente renuncia mutua no es, y no se interpretará que lo sea, una renuncia de las partes a los requisitos de autorización gubernamental aplicables a (a) la cesión, transferencia o cesiones, transferencias o transmisiones por parte de OEPC y Occidental del Ecuador, Inc. a AECI establecidas en dicha carta de igual fecha a la presente, firmada por OEPC, Occidental del Ecuador, Inc., AECI y AEC OCP Holdings Ltd., en relación con el Proyecto del Oleoducto de Crudos Pesados (OCP) referido en dicha carta. (Énfasis agregado) (Traducción del Tribunal)

364. El 1º de noviembre de 2000, OXY emitió un comunicado de prensa, que es absolutamente incoherente con la teoría esbozada por la Demandada de que las Demandantes querían ocultar su transacción con AEC. Para los eruditos operadores petroleros dentro del Ministerio de Energía y Minas y los experimentados ingenieros petroleros de PetroEcuador, que conocían las complicaciones involucradas en la exploración y la operación del petróleo por parte de compañías internacionales tales como OPC, ese comunicado de prensa contenía toda la información clave necesaria para estar al tanto del Farmout; tal vez no contenía los más mínimos detalles, pero sí la estructura general de cualquier operación de farmout.²⁰ En su parte relevante, el comunicado de prensa informaba que:

²⁰ En este contexto, el Tribunal considera de utilidad la descripción brindada por el Sr. Derman sobre los acuerdos de farmout. El experto señala (ver Informe Pericial de Andrew B. Derman de fecha 10 de agosto

Occidental Petroleum Corporation (NYSE:OXY) indicó hoy que acordó *farm out* un interés en sus operaciones en el Bloque 15 en Ecuador a Alberta Energy Company Ltd., de Calgary, Canadá.

AEC recibirá un 40% de interés en el bloque y asumirá ciertos costos de capital hasta fines de 2004. Occidental continuará siendo el Operador.

365. Más adelante en este Laudo, el Tribunal analizará un memorando interno del 8 de noviembre de 2000 del Ministerio al abordar la cuestión de si la sanción de caducidad fue proporcionada en vista de las circunstancias. En esta coyuntura, el Tribunal observa que, en su memorando, funcionarios del Ministerio – actuando en base a la solicitud confusa que contenía el último párrafo de la carta del 25 de octubre – concluyen claramente que AEC “ha demostrado que tiene solvencia técnica” y que “no existiría ningún impedimento para tal cesión de derechos” (es decir, la fase de ingresos). El memorando establece lo siguiente:

ASUNTO: TRANSFERENCIA DEL 40% DE LOS INTERESES ECONÓMICOS DEL CONTRATO DE PARTICIPACIÓN DEL BLOQUE 15 POR PARTE DE LA COMPAÑÍA OCCIDENTAL EXPLORATION A FAVOR DE CITY INVESTING COMPANY

En referencia de la carta No. GG-014-00 de octubre 25 de 2000, mediante la cual la compañía Occidental hace conocer de la transferencia del 40% de los intereses económicos en el Contrato de Participación para la Explotación y Exploración Adicional de Hidrocarburos del Bloque 15, incluyendo los derechos de OEPC en los Convenios Operacionales de Explotación Unificada de los Campos

de 2008, párrafo 27): “Disposiciones como los Artículos 2.01, 2.02 y 4.01 son comunes a los acuerdos farmout en virtud de los cuales un farmee como AEC adquiere un interés en un proyecto de petróleo y gas mediante “earning-in” (pago de dinero o prestación de servicios). Por lo general, el farmee (AEC) que se incorpora a un proyecto de petróleo y gas negocia tener alguna influencia respecto de la administración y operación del interés farmout hasta el momento del traspaso del título, que, al igual que el Acuerdo Farmout, se encuentra sujeto a la aprobación del gobierno receptor (en lo casos en los que se requiere dicha aprobación) y al cumplimiento de las obligaciones earn-in del farmee. Sin embargo, hasta el traspaso del título y el momento en el que el farmee se convierta en parte del contrato del gobierno receptor (en este caso, el Contrato de Participación), el farmor (OEPC) continúa siendo exclusivamente responsable del cumplimiento de las obligaciones en virtud del contrato ante el gobierno receptor. Así, el grado de participación que se le permite al farmee, que carece de todo derecho u obligación ante el gobierno receptor, es objeto de extensa negociación”.

Unificados Edén Yuturi y Limoncocha a City Investing Company, cúpleme manifestarle lo siguiente:

La Compañía City Investing, actualmente mantiene con el Estado un Contrato de Participación en el Bloque Tarapoa y Campos Unificados Fanny-18B y Mariann-4A y es la actual operadora de los mencionados Campos, por lo que ha demostrado que tiene solvencia técnica, razón por la cual no existiría ningún impedimento para tal cesión de derechos.

366. El Tribunal destaca tres aspectos importantes de este memorando: (i) hace clara referencia a una “transferencia” que ya ha ocurrido, no a una transferencia futura; (ii) AEC es una empresa muy conocida en Ecuador y se considera que tiene “solvencia técnica”; y (iii) al calificar la transferencia, habla de una “cesión de derechos”, las mismas palabras utilizadas en la Cláusula 16.1 del Contrato de Participación.

367. Resulta obvio que, dentro del Ministerio, reinaba mucha confusión en ese momento y que esta confusión se debe únicamente a la redacción descuidada por parte de OEPC del último párrafo de la carta del 25 de octubre de 2000.

368. El 22 de noviembre de 2000, el Comité de Gestión Compartida realizó una reunión a la que asistieron representantes de Petroproducción y Occidental. Paul MacInnes informó en la reunión acerca del “Acuerdo con AECI”. El punto correspondiente del acta dice lo siguiente:

2. INFORME SOBRE EL CONVENIO CON AECI

El S. Paul MacInnes informa al Comité de Gestión Compartida sobre la negociación realizada entre OEPC y Alberta Energy Corporation International (AECI), mediante la cual OEPC venderá a AECI el 40% de las acciones sobre el Bloque 15, a largo plazo. Indica que ya se envió una carta al Ministerio de Energía y Minas informando sobre esta negociación. Este cambio no significa un cambio en las operaciones de OEPC, solamente es una participación de AECI con parte del capital y OEPC podría invertir en otros proyectos.

Las obligaciones contractuales que tiene OEPC con el Gobierno, se mantendrán invariables.

369. El acta parece sugerir que el Acuerdo de Farmout estaba siendo negociado (“venderá”). Sin embargo, las pruebas con las que cuenta el Tribunal no revelan quién redactó el acta, que se encuentra firmada por los participantes, pero no por Paul MacInnes. En cualquier caso, en opinión del Tribunal, ello demuestra una vez más que, para las Demandantes, su transacción con AEC era de dominio público en Ecuador. Definitivamente, la operación no era un secreto.

370. También el 22 de noviembre de 2000, el Dr. Salgado, Director de la DNH en el Ministerio, le envió un oficio a Paul MacInnes, en el que acusaba recibo de la confusa carta enviada por Paul MacInnes de fecha 25 de octubre de 2000. Puede excusarse al Dr. Salgado por haber malinterpretado la solicitud de OEPC de transferir a AEC el 40% de sus intereses económicos y haberse referido, en cambio, a una solicitud de “autorización para transferir el 40% de los derechos que tiene en el bloque 15” (es decir, la segunda fase). Naturalmente, el Dr. Salgado procede luego a solicitar “información que avalice la solvencia económica de [AEC]”.

371. El 14 de diciembre, el Dr. Salgado recibió la visita de Fernando Albuja, de OEPC. Resulta claro para el Tribunal que OEPC se había dado cuenta de que su descuido había causado mucha confusión dentro del Ministerio. Así, la misión de Fernando Albuja era dar cauce nuevamente a la Versión A.

372. Tal como observa el Tribunal en el informe contemporáneo enviado por Fernando Albuja a Paul MacInnes con posterioridad a esa reunión, el último párrafo de la carta del 25 de octubre de 2000 era calificado ahora como “una notificación de la futura transacción” y, tal como ya lo ha determinado el Tribunal, claramente ello no era lo que

estaba escrito en la carta del 25 de octubre de 2000. Sin embargo, las opiniones del grupo A, volcadas en el guión, en cuanto a que no se requería autorización alguna para la transferencia de la fase de ingresos, prevalecen nuevamente. Sólo la etapa posterior requería autorización ministerial y no existía ninguna solicitud pendiente de aprobación para la fase de ingresos. En otras palabras, el último párrafo de la carta del 25 de octubre de 2000 nunca fue escrito.

373. El Tribunal considera importante transcribir en su totalidad la síntesis de Fernando Albuja sobre la reunión:

Sostuvimos una reunión con la DNH sobre la notificación enviada al Ministro acerca del trato con AECL. Su postura inicial fue considerar que el trato era una transferencia actual de derechos. Explicaron que estaban dispuestos a emitir un Acuerdo Ministerial que autorizara la transferencia. Luego de examinar con ellos los términos de nuestra carta, advirtieron que dicha carta contiene básicamente una notificación de la futura transacción. La respuesta de la DNH a nuestra carta será un acuse de recibo de la notificación que les fue enviada donde se señalará que el Acuerdo Ministerial correspondiente será emitido cuando OEPC solicite al gobierno que autorice la transferencia. Mientras tanto, OEPC permanecerá siendo 100% responsable por el cumplimiento del contrato del Bloque 15. (Énfasis agregado)

374. La confusión creada por la redacción del último párrafo de la carta del 25 de octubre de 2000 había sido así clarificada por quienes proponían la Versión A y, para bien o para mal, la conclusión de OEPC en cuanto a que la fase de ingresos no requería de autorización ministerial alguna seguía siendo el mantra de la compañía; ahora OEPC y Ecuador estaban nuevamente de acuerdo. OEPC había despejado las dudas y el Ministerio había sido informado.

375. En absoluta concordancia con el mensaje que había recibido el 14 de diciembre de 2000 de parte del Sr. Albuja, el Dr. Salgado informó al Ministro Terán el 12 de enero de

2001 que OEPC tenía intenciones de ceder “en el futuro” el 40% de sus derechos y obligaciones respecto del Bloque 15 y “en el momento que ellos decidan”, “solicitará[n] [...] la autorización correspondiente”.

376. Así, el 17 de enero de 2001, el Ministro Terán se dirigió a Paul MacInnes mediante un oficio que dio por terminado el intercambio entre OEPC y el Ministerio por el momento. El Ministro Terán reconoció que “(e)n la reunión mantenida en la Dirección Nacional de Hidrocarburos, funcionarios de Occidental manifestaron que la transferencia del 40% de los derechos y obligaciones mencionados, no se llevará a cabo todavía”. Cuando se decidiera “realizar dicha cesión”, escribió el Ministro, la compañía “solicitará a este Portafolio de Estado la autorización respectiva y la emisión del Acuerdo Ministerial por el cual se legalice la misma, previo el pago de las primas de traspaso y mejoramiento de las condiciones económicas del contrato, como lo estipula el art. 1 del Decreto Ejecutivo 2713 [sic], publicado en R.O. 694 de mayo 12 de 1995”.

377. El Tribunal observa que el mantra que repetía OEPC en 2000 se mantenía aun tres años después cuando las Demandantes describieron el Acuerdo del año 2000 a Moores Rowland. En su carta del 15 de marzo de 2004, Paul MacInnes escribió:

En el año 2000, OEPC y AEC Ecuador suscribieron un acuerdo mediante el cual, sujeto la satisfacción de ciertas condiciones y sujeto a las aprobaciones que requiera el Gobierno del Ecuador, se comprometieron en el futuro a transferir el título legal correspondiente a un 40% de los intereses en el Contrato del Bloque 15 y los Convenios Operacionales de Explotación Unificada.

378. Si bien esta carta no hace referencia específicamente a la transferencia de un interés económico del 40% a AEC en 2000, la carta es coherente con la conclusión a la que arriban tanto OEPC y AEC en octubre de 2000 cuando visitaron al Ministro Terán en

cuanto a que se trata de una transacción de dos etapas y que la primera de ellas no requería autorización ministerial.

379. El Tribunal observa que el expediente incluye otra afirmación de OEPC que incluye el mismo mantra en una carta enviada a PetroEcuador en julio de 2004 en la que solicitaba autorización para la transferencia del título legal a AEC "... conforme al Artículo 79 de la Ley de Hidrocarburos y al Artículo 46 del Reglamento de Aplicación de la Ley 44, tal como se establece en la Cláusula 16.1 del Contrato de Participación". No se menciona explícitamente la primera fase porque, en octubre de 2000, OEPC y AEC habían llegado a la conclusión de que dicha etapa no requería de autorización ministerial alguna:

En el año 2000, Occidental Exploration and Production Company ("OEPC") y AEC Ecuador Ltd. (anteriormente denominada como City Investing Company Limited) ("AEC" Ecuador) suscribieron un acuerdo de conformidad al cual, sujeto al cumplimiento de ciertas condiciones y sujeto a la obtención de las aprobaciones gubernamentales requeridas, las partes acordaron transferir en el futuro a AEC Ecuador el título legal correspondiente al 40% del interés en el Contrato de Participación del Bloque 15 [...].

380. El Tribunal reitera su conclusión. La interpretación de las Demandantes puede haber sido errada, pero el Tribunal no considera, como argumenta la Demandada, que haya sido de mala fe. Al no haber solicitado la autorización ministerial, las Demandantes cometieron un error, un grave error, pero no lo hicieron de mala fe. La pregunta es: durante la visita al Ministro Terán el 24 de octubre de 2000, ¿deberían Paul MacInnes y sus colegas haberle entregado una copia del Acuerdo de Farmout y del Contrato de Operación Conjunta al Ministro para que sus asesores pudieran formar su propia opinión sobre la verdadera naturaleza de la transacción? Tal como fue señalado previamente, el Tribunal no tiene ninguna duda en responder afirmativamente a esta pregunta. OEPC y

AEC fueron descuidadas, negligentes e imprudentes al no hacerlo. Pero como ya fue establecido, el Tribunal no considera que ello haya constituido mala fe. Puede ser que hayan sido descuidadas e imprudentes, pero no tuvieron la intención de crear confusión. Simplemente, estaban convencidas de que estaban en lo cierto y actuaron en consecuencia sin intención de confundir al gobierno ecuatoriano. En numerosas ocasiones, durante el otoño del año 2000, divulgaron públicamente en Ecuador su transacción con AEC. Cuando advirtieron que su comportamiento, y en particular el último párrafo de la carta del 25 de octubre, crearon confusión dentro del Ministerio, intentaron disipar esa confusión. Desafortunadamente, la confusión subsistió hasta la primavera del año 2004, cuando oficiales de la Demandada observaron y analizaron los Acuerdos de Farmout.

381. En conclusión, el Tribunal determina, con base en lo anterior, que al no haber obtenido la autorización ministerial correspondiente, OEPC violó la Cláusula 16.1 del Contrato de Participación y fue culpable de una violación punible del Artículo 74.11 de la LHC.

382. El Tribunal abordará a continuación la acusación presentada por las Demandantes de que la sanción impuesta por la Demandada por la falta de solicitud de la autorización requerida para la transferencia de derechos en virtud del Contrato de Participación, es decir, el Decreto de Caducidad, fue contraria al Tratado (Artículo II.3(a) y Artículo III.1) y al derecho ecuatoriano ya que, en vista de las circunstancias, fue manifiestamente desproporcionada.

383. Sin embargo, antes de analizar la proporcionalidad del Decreto de Caducidad, el Tribunal recuerda que las Demandantes también aducen que el Decreto de Caducidad fue contrario al Tratado y al derecho ecuatoriano porque, entre otras cosas, frustró sus expectativas legítimas en las circunstancias. Dado que, como se ha concluido anteriormente, la falta de solicitud por parte de OEPC de la autorización correspondiente ante las autoridades ecuatorianas en octubre de 2000 si bien no constituyó mala fe fue una decisión imprudente y desacertada, el Tribunal considera que no puede concluirse que las Demandantes tenían una expectativa legítima de que el Ministro no ejercería su discrecionalidad e impondría la caducidad. La falta de solicitud de la autorización correspondiente significó que OEPC violó la Cláusula 16.1 del Contrato de Participación y fue culpable de una violación punible del Artículo 74.11 de la LHC que expresamente le daba la opción al Ministro de declarar la caducidad del Contrato de Participación y los Acuerdos de Operación Conjunta. Es por este motivo que la acusación realizada por las Demandantes de que el Decreto de Caducidad frustró sus expectativas legítimas es rechazada.

3. *La proporcionalidad de la sanción por la transferencia de derechos no autorizada en virtud del Contrato de Participación*

(a) *Observaciones preliminares*

384. El Tribunal ha determinado que al celebrar el Acuerdo de Farmout y el Contrato de Operación Conjunta con AEC en 2000, OEPC efectivamente transfirió derechos contemplados en el Contrato de Participación a AEC. El Tribunal también ha determinado que esta transferencia exigía autorización por parte de las autoridades ecuatorianas, que tal autorización no fue solicitada, pero que la falta de tal solicitud por

parte de OEPC en octubre de 2000, si bien fue una decisión imprudente y desacertada, no constituyó mala fe.

385. El Tribunal recuerda que la cuestión de la transferencia de derechos contemplados en el Contrato de Participación por parte de OEPC a AEC resurgió en 2003 en el contexto de lo que fue denominada la auditoría de Moores Rowland, que se describió en detalle precedentemente en el presente Laudo. Finalmente, Moores Rowland emitió su informe de auditoría el 14 de julio de 2004, donde señalaba que la cesión de derechos y obligaciones contemplada en el Farmout se realizó en forma condicional a hechos futuros y que la cesión “podía ocurrir o no” al finalizar los cuatro años en los que debían satisfacerse las condiciones. El informe de auditoría sugería a la DNH que OEPC obtuviera la autorización para la cesión durante ese año, suponiendo que las condiciones para la cesión fueran cumplidas y que la aprobación ministerial correspondiente fuera otorgada a OEPC a fin de registrar adecuadamente la cesión.

386. Tal como lo recordó el Tribunal anteriormente en el presente Laudo, AEC había realizado todos los pagos correspondientes en virtud del Farmout unos meses antes en febrero de 2004. El día siguiente a que Moores Rowland emitiera su informe de auditoría, el 15 de julio de 2004, OEPC le escribió al entonces Ministro de Energía y Minas, Eduardo López Robayo, “solicit[ando] al Ministerio autorizar la transferencia por parte de OEPC a AEC Ecuador del título legal correspondiente al 40% del interés ” en el Bloque 15, tal como lo disponía el Farmout. Al realizar esta solicitud, OEPC se refirió a su carta del 25 de octubre de 2000, así como también a la respuesta enviada por el Ministro Terán el 17 de enero de 2001.

387. La aprobación solicitada por OEPC nunca fue otorgada y, finalmente, con posterioridad a los procedimientos de caducidad, el Procurador General de Ecuador instruyó al Ministerio de Minas y Energía para que diera por terminado el Contrato de Participación y los Convenios de Explotación Unificada de los Campos Unificados mediante una declaración de caducidad. El 15 de mayo de 2006, el Decreto de Caducidad dio por terminado oficialmente, y con efecto inmediato, el Contrato de Participación de OEPC y ordenó a OEPC que entregara todos los activos relacionados con el Bloque 15. La finalidad de la sección que sigue a continuación es analizar la proporcionalidad de esta sanción impuesta por la Demandada.

(b) Los casos contrapuestos de las partes²¹

388. Las Demandantes han afirmado que incluso si cualquiera de las Causales de Terminación hubieran ocurrido, la Demandada no habría cumplido con sus obligaciones en virtud del Tratado y del Contrato de Participación al imponer una sanción que, en esas circunstancias, era manifiestamente desproporcionada. En cuanto al Tratado, se fundamentó lo anterior en base al Artículo II.3(a) que obliga a Ecuador, entre otras cosas, a conceder a las inversiones un trato justo y equitativo. Este argumento incluye diversos aspectos, tal como se señala a continuación.

389. Las Demandantes han señalado que era de vital importancia que la facultad del Ministro de declarar la caducidad fuera de naturaleza discrecional. Las Demandantes han

²¹ Aunque ya fueron analizados previamente en el presente Laudo, el Tribunal considera necesario resumir en esta sección los argumentos clave de las partes con respecto a la cuestión de la proporcionalidad.

argumentado, además, que al ejercer esa discrecionalidad, el Ministro debe adoptar un enfoque proporcional, conforme al derecho ecuatoriano y al Tratado.

390. Las Demandantes enfatizaron que el Decreto de Caducidad se basó expresamente en la violación de la LHC (específicamente del Artículo 74) y no en el incumplimiento del Contrato de Participación. En consecuencia, constituyó un acto administrativo basado en facultades legislativas más que un acto privado fundamentado en derechos contractuales privados. En virtud del derecho ecuatoriano, cuando un Ministro ejerce dichas facultades está obligado a actuar de manera proporcionada.

391. Las Demandantes también afirmaron que el Decreto de Caducidad no estuvo justificado por ningún interés en el bienestar público o al menos no un interés suficiente. El Decreto no especificó ningún factor de bien público que estuviera intentando proteger. Por el contrario, tal como señalaron las Demandantes, la Demandada estaba decidida a expulsar a OEPC del país como represalia por el Laudo del IVA y/o por otras razones de conveniencia política.

392. La supuesta ausencia de motivos fundamentados en políticas asociadas al bien público que justificaran la sanción se ve reflejada en la afirmación de que el Acuerdo de Farmout no causó ningún daño o perjuicio a la Demandada. También fue respaldada con la afirmación de que el Acuerdo de Farmout no violó los fundamentos basados en políticas públicas que justifican la prohibición establecida en la LHC de ceder derechos sin autorización (Artículo 74). Con respecto a este último punto, las Demandantes se basaron en el hecho de que la Demandada ya había evaluado a AEC en relación con otros bloques en Ecuador y había determinado que era una contratista adecuada y solvente.

393. Para refutar el argumento de la proporcionalidad, la Demandada argumentó que la cuestión de la proporcionalidad no surgía en aquellas circunstancias donde la sanción impuesta era una que había sido específicamente acordada por las partes en su contrato. Dado que OEPC había acordado que se podía ordenar la caducidad en determinadas circunstancias, no podía haber objeción alguna cuando se ordenaba la caducidad precisamente en esas circunstancias.

394. En cuanto al tema de la discrecionalidad, la Demandada objetó que existiera una verdadera discrecionalidad en este caso. La opción disponible, según la Demandada, era declarar la caducidad o no hacer nada. La última alternativa, desde el punto de vista de un Estado que se encontraba en la posición de la Demandada, no era una opción realista o adecuada.

395. Asimismo, la Demandada argumenta que, en cualquier caso, la sanción de caducidad fue una respuesta proporcionada al Acuerdo de Farmout y a los incumplimientos del Contrato de Participación que en su opinión cometió OEPC. La Demandada resalta la importancia a nivel nacional de los yacimientos de petróleo en cuestión y el derecho del Gobierno del Ecuador de controlar y administrar estrictamente las actividades de todas las partes que operan en dichos yacimientos.

(c) La proporcionalidad en el derecho ecuatoriano

396. La Cláusula 22.1 del Contrato de Participación establece que el contrato estará regido exclusivamente por el derecho ecuatoriano.

397. El testimonio de los peritos de las Demandantes (y sobre este punto general no hubo ninguna objeción por parte de la Demandada) demuestra que el principio de proporcionalidad se aplica de forma generalizada en el derecho ecuatoriano. En Ecuador, el principio se origina en la Constitución, cuyo Artículo 24 establece:

Art. 24. Para asegurar el debido proceso deberán observarse las siguientes garantías básicas, sin menoscabo de otras que establezcan la Constitución, los instrumentos internacionales, las leyes o la jurisprudencia:

[...]

3. Las leyes establecerán la debida proporcionalidad entre infracciones y sanciones. Determinará también sanciones alternativas a las penas de privación de la libertad, de conformidad con la naturaleza en cada caso, la personalidad del infractor y la reinserción social del sentenciado.

398. A primera vista, esta disposición parece estar orientada a materias penales más que a cuestiones comerciales o administrativas, pero la evidencia muestra que el Artículo 24 de la Constitución ecuatoriana es de aplicación general. En su primer escrito, el perito de las Demandantes sobre derecho ecuatoriano, el Dr. Pérez Loose,²² explicó que el Gobierno debe aplicar dicho principio siempre que exista un conflicto entre la Constitución y una ley inferior, como lo es la LHC²³. El Dr. Pérez Loose sostuvo que el Gobierno debe ponderar el contenido y la finalidad de toda medida punitiva teniendo en

²² El Tribunal observa que avanzado el procedimiento (el 10 de noviembre de 2011), la Demandada planteó que “el Tribunal no deb[ía] dar credibilidad ni a los informes escritos ni a la evidencia oral presentada por el Sr. Perez Loose”, pues éste estaba actuando como abogado, conjuntamente con el Sr. David Rivkin, abogado principal de las Demandantes en este caso, en un nuevo caso en contra del Ecuador. El Tribunal invitó a las partes a presentar observaciones sobre la materia. Analizadas las presentaciones de las partes, el Tribunal concluyó que la credibilidad del Sr. Perez Loose, quien había prestado testimonio para las Demandantes en este caso, en las fases de responsabilidad y daños, más de un año antes, no se podía ver afectada por su actuación como abogado con el Sr. Rivkin en una diferencia, que involucraba aspectos familiares, con el Ecuador.

²³ Informe Pericial de Hernán Pérez Loose de fecha 18 de julio de 2006, párrafo 107.

cuenta la conducta impugnada y la pérdida de derechos que sufrirá el individuo como resultado de la sanción que se desea imponer²⁴.

399. El Dr. Pérez Loose citó la siguiente declaración de principios que pertenece a una decisión de la Corte Suprema de Justicia del Ecuador, que analiza específicamente el inciso 3 del Artículo 24 de la Constitución:

Con fundamento en el denominado principio de proporcionalidad de las penas, todo orden jurídico democrático dispone que las medidas o sanciones adoptadas dentro de cualquier procedimiento judicial o administrativo deben ser proporcionales con los hechos o actos establecidos como infracciones. De esta forma, la responsabilidad administrativa se gradúa de acuerdo con la falta cometida y no solo cumple una acción represiva, por lo coercitivo de la sanción, sino también preventiva, pues, conocida la consecuencia de la probable desviación, reduce la posibilidad de que otros funcionarios incurran en faltas. En este sentido, el referido principio de proporcionalidad constituye una exigencia para la Administración, ya que para fijar una sanción entre dos límites mínimo y máximo, deberá apreciar previamente la situación fáctica y atender al fin perseguido por la norma [...]²⁵. (Énfasis agregado)

400. El Dr. Pérez Loose explicó que la aplicación más amplia del principio constitucional de proporcionalidad es confirmada por el Reglamento para el Control de la Discrecionalidad en los Actos de la Administración Pública (Decreto N° 3179 de fecha 19 de octubre de 2002)²⁶. Las disposiciones relevantes de dicho Reglamento, de las cuales el Artículo 11 reviste mayor importancia para los efectos de este caso, establecen:

Art. 2 – DE LOS ACTOS DISCRECIONALES. La discrecionalidad respaldada por el derecho implica la elección de una entre varias opciones igualmente válidas [...]

[...]

²⁴ *Ídem*.

²⁵ Tal como se cita en el Informe Pericial de Hernán Pérez Loose de fecha 18 de julio de 2006, párrafo 108.

²⁶ Informe Pericial de Hernán Pérez Loose de fecha 18 de julio de 2006, párrafo 107.

Art. 4 – DE LA MOTIVACIÓN. Siempre que la administración dicte actos administrativos es requisito indispensable que motive su decisión, en los términos de la Constitución y este reglamento.

[...]

Art 6. – INTERDICCIÓN DE LA ARBITRARIEDAD. El control a realizar deberá ser ejercido a través del principio de interdicción de la arbitrariedad, que incluye el más genérico de razonabilidad, que son los que se presentan como más idóneos para la tarea a realizar. No es suficiente que la motivación se constituya sobre premisas, sino que éstas deben ser verdaderas.

[...]

Art. 11 – PROPORCIONALIDAD. Las medidas que el acto discrecional involucre deben ser proporcionalmente adecuadas a la finalidad perseguida.

401. Por la Demandada, el Dr. Aguilar reconoció que el principio de proporcionalidad era una característica establecida del derecho ecuatoriano²⁷. Durante el conainterrogatorio, el Dr. Aguilar también pareció aceptar la aplicabilidad del principio de proporcionalidad a situaciones fácticas como la que nos ocupa, cuando se impone una sanción administrativa luego de una violación de normas relevantes de derecho interno:

P. Para que quede claro, si la violación ha causado - - mejor dicho, no ha causado un daño económico, [la] administración tendría que tener en cuenta esto en su juicio de proporcionalidad. ¿Correcto?

R. Esto, pero también de qué manera la infracción ha afectado la integridad del ordenamiento jurídico²⁸.

(d) *La proporcionalidad en el contexto de las diferencias internacionales relativas a inversiones*

402. La aplicación del principio de proporcionalidad puede observarse en una gran variedad de escenarios de derecho internacional, inclusive en casos donde se discute la proporcionalidad de las contramedidas adoptadas en diferencias comerciales ante un

²⁷ Informe Pericial de Juan Pablo Aguilar Andrade de fecha 19 de septiembre de 2008, párrafos 77-78.

²⁸ Transcripción de la Audiencia (19 de diciembre de 2008), página 1665.

Panel de la OMC con base en el Acuerdo General sobre Aranceles Aduaneros y Comercio (“GATT”).

403. En cuanto a la aplicación de la proporcionalidad en forma generalizada en el contexto de los actos administrativos, el cuerpo de jurisprudencia más desarrollado se encuentra en Europa. Ya es una regla generalizada en diversos países europeos el hecho de que existe un principio de proporcionalidad que exige que las medidas administrativas no sean más drásticas de lo necesario para alcanzar el objetivo deseado. Este principio ha sido adoptado y aplicado en un sinnúmero de oportunidades por el Tribunal de Justicia de las Comunidades Europeas en Luxemburgo y por el Tribunal Europeo de Derechos Humanos en Estrasburgo.

404. Frente a estos antecedentes, el Tribunal observa que existe un ordenamiento creciente de normas arbitrales, especialmente en el marco de los arbitrajes ante el CIADI, que establece que el principio de proporcionalidad es aplicable a los posibles incumplimientos de las obligaciones que surgen de los tratados bilaterales de inversión. En el caso que nos ocupa, el Tratado dispone, en su Artículo II.3(a), que se le concederá a las inversiones un trato justo y equitativo, que gozarán de protección y seguridad plenas y que en ningún caso se les concederá un trato menos favorable al establecido por el derecho internacional. En numerosas ocasiones, se ha interpretado que el deber de otorgar un trato justo y equitativo incluye una obligación de proporcionalidad. Los casos citados por las Demandantes incluyen:

- *MTD Equity SDN.BHD. y otro c. República de Chile*, Caso CIADI No. ARB/01/7 (25 de mayo de 2004);

- *LG&E Energy Corp. y otros c. República Argentina*, Caso CIADI No. ARB/02/1 (3 de octubre de 2006);
- *Tecmed S.A. c. Estados Unidos Mexicanos*, Caso CIADI No. ARB(AF)/00/2 (29 de mayo de 2003); y
- *Azurix Corp. c. República Argentina*, Caso CIADI No. ARB/01/12 (14 de julio de 2006).

405. En el caso *MTD Equity*, al analizar el significado de “trato justo y equitativo”, el tribunal observó (párrafo 109):

Las partes coinciden en que hay obligación de tratar las inversiones en forma justa y equitativa. Están asimismo de acuerdo con la afirmación del Juez Schwebel²⁹ de que “el significado de lo que es justo y equitativo se define cuando la norma se aplica a un conjunto de hechos específicos”. De acuerdo con la definición del Juez Schwebel, el “[t]ratamiento justo y equitativo es una norma amplia y extensamente aceptada que abarca criterios fundamentales tales como la buena fe, el debido proceso, la no discriminación y la proporcionalidad”.

406. Un caso anterior, *Tecmed*, versaba sobre un enfoque de proporcionalidad como el mencionado y fue particularmente utilizado por las Demandantes para respaldar su caso. En *Tecmed*, la demandante había cometido ciertas violaciones de su licencia al operar un confinamiento en México. Algunos sectores de la comunidad se oponían a la operación y a la existencia del confinamiento, que trabajaba con residuos peligrosos, y cuando Tecmed solicitó la renovación de su licencia en 1998, el organismo gubernamental correspondiente se rehusó a renovarla fundamentándose en dichas infracciones. El Tribunal señaló lo siguiente (en el párrafo 122):

Descartada la exclusión *a priori* del posible encuadramiento de actos o medidas de naturaleza regulatoria de la categoría de actos expropiatorios, además del impacto económico negativo causado por tales actos o medidas, el Tribunal Arbitral estima apropiado considerar, para determinar si dicho encuadramiento procede, la proporcionalidad de dichos actos o medidas con las exigencias del

²⁹ Convocado por las Demandantes para actuar como perito en dicho procedimiento.

interés público presuntamente tutelado a través de los mismos y la protección legalmente debida al inversor en relación con su inversión, sin olvidar que la magnitud de dicho impacto juega un rol de peso al juzgar acerca de dicha proporcionalidad.

[...]

El acto o medida no debe imponer una carga o peso excesivo en el inversor extranjero en relación con la finalidad perseguida por el acto reputado como expropiatorio³⁰.

407. El tribunal en el caso *Tecmed* concluyó que el organismo regulatorio responsable estuvo influenciado y/o motivado predominantemente por factores sociopolíticos que iban más allá de las violaciones de la licencia (vinculadas al almacenamiento de tipos de residuos no autorizados o al almacenamiento de residuos en exceso) que habían sido alegadas en contra de *Tecmed*. El tribunal sostuvo que la manera en que se operaba el confinamiento nunca puso en riesgo el equilibrio ecológico, la protección del medio ambiente o la salud de la población local (como alegaban ciertos grupos de presión) y que todas las infracciones cometidas eran remediables, habían sido remediadas o bien estaban sujetas a sanciones menores. Si bien tanto la licencia como las normas aplicables permitían, *prima facie*, que las autoridades se rehusaran a renovar la licencia ante violaciones de esa índole, el tribunal sostuvo lo siguiente (en el párrafo 149):

[S]ería excesivamente formalista, a la luz de las consideraciones precedentes, del [TBI], y del derecho internacional, cuando tales infracciones no hacen peligrar de manera grave o inminente el equilibrio ecológico o la salud humana, entender que la Resolución guarda proporcionalidad con tales infracciones, la consiguiente neutralización del valor económico y comercial de dicha inversión, y las expectativas de recuperación y retorno de la Demandante al realizarla [...].

³⁰ Para respaldar las diversas proposiciones incluidas en el párrafo 122 del laudo de *Tecmed*, el tribunal citó varias decisiones adoptadas por el Tribunal Europeo de Derechos Humanos.

408. Al analizar la jurisprudencia europea relacionada con la revisión de decisiones relativas a derechos humanos, el tribunal del caso *Tecmed* observó que tales declaraciones del Tribunal de Estrasburgo también se aplican a las acciones del Estado en su carácter de administrador y no sólo en su carácter de legislador. La aplicación de la proporcionalidad a un acto administrativo (en contraposición a la promulgación de leyes o reglamentos) era lo que estaba en juego en el caso *Tecmed* y también lo está en el presente caso.

409. Con posterioridad al caso *Tecmed*, un tribunal del CIADI consideró en el caso *Azurix* el tema de la proporcionalidad en el marco de medidas que habían sido adoptadas con una supuesta finalidad pública. El tribunal en el caso *Azurix* estuvo de acuerdo con la utilización de la jurisprudencia del Tribunal Europeo de Derechos Humanos en el caso *Tecmed* – en particular el caso de *James y otros*³¹ – e hizo especial hincapié en la necesidad de que exista proporcionalidad entre los medios empleados y el objetivo perseguido. Cabe señalar que este es el mismo principio consagrado en el Artículo 11 del Reglamento para el Control de la Discrecionalidad en los Actos de la Administración Pública ecuatoriano.

(e) Argumentos detallados sobre la proporcionalidad

410. El fundamento esencial de la posición de la Demandada es que la caducidad era apropiada y proporcionada *per se*, principalmente porque se encuentra establecida específicamente en el Contrato de Participación y en la LHC como la sanción apropiada ante una transferencia no autorizada de derechos.

³¹ *In the Case of James and Others*, Decisión de fecha 21 de febrero de 1986 (<http://hudoc.echr.coe.int>).

411. Si bien reconoce que el Artículo 74 de la LHC establece que el Ministro “podrá” declarar la caducidad, la Demandada se refirió a una norma posterior, el Decreto No. 1363 de fecha 27 de marzo de 2001 (denominado “Reglamento para la Transferencia o Cesión de Derechos y Obligaciones de los Contratos de Hidrocarburos”), cuyo Artículo 14 establece que “[I]a celebración de contratos o acuerdos privados que contravengan las disposiciones de la [LHC] y de este reglamento dará lugar a la declaratoria de caducidad contractual en la forma que prescribe la Ley de Hidrocarburos”. (Énfasis agregado) Este punto no es muy convincente – se trata de una norma subsidiaria y además sólo se refiere a un proceso que debe realizarse de conformidad con la legislación principal. La finalidad de esta disposición parece ser establecer que el incumplimiento del reglamento también calificará como un acto que da lugar a la aplicación del Artículo 74 de la LHC (tal vez para distinguirlo de otros reglamentos que requerirían la existencia de un incumplimiento sistemático para ser alcanzados por el Artículo 74.13). Sin embargo, nada indica en este reglamento que las palabras introductorias del Artículo 74 en la legislación principal (“podrá declarar”) hayan sido reescritas para privar al Ministro de su facultad discrecional.

412. En su Memorial de Contestación sobre Responsabilidad, la Demandada manifestó que aunque la declaración de caducidad es discrecional, imponer una sanción que estaba expresamente autorizada y contemplada tanto en el Contrato de Participación como en la legislación correspondiente no podría ofender el principio de proporcionalidad.

413. El principio de proporcionalidad fue acreedor de argumentos más desarrollados una vez avanzado el procedimiento. Esta vez se hizo hincapié sobre la cuestión de si la

declaración fue realizada conforme al Contrato de Participación o la legislación, si el Ministro tenía o no una facultad discrecional en la materia y si (objetivamente) la sanción constituyó una respuesta proporcional a los incumplimientos por parte de OEPC.

414. En su Dúplica sobre Responsabilidad, la Demandada objetó el argumento de proporcionalidad presentado por las Demandantes sobre la base de los tres fundamentos que se describen a continuación:

- (i) La jurisprudencia citada por las Demandantes difiere respecto del presente caso porque ninguna de esas otras diferencias involucraba un contrato que establecía expresamente la sanción en cuestión. En circunstancias en las que las Demandantes habían acordado libremente que el Contrato de Participación “terminará” ante una transferencia no autorizada de derechos y obligaciones, según la Demandada, la sanción de caducidad no podía ser cuestionada como desproporcionada o irrazonable;
- (ii) En segundo lugar, la Demandada también argumentó que, de hecho, la sanción no era desproporcionada. Si bien aceptaba que AEC había sido previamente autorizada a realizar operaciones similares en un bloque diferente, la Demandada criticó el accionar de OEPC por haberla privado, de todos modos, de ejercer su prerrogativa regulatoria. Ello constituyó una violación grave que aseguraba y requería una respuesta seria como forma de castigo y disuasión; y
- (iii) En tercer lugar, la Demandada argumentó que incluso si el Ministro tenía la discrecionalidad de imponer una sanción menor, no podía

hacerlo en la práctica dado que ello habría sentado precedente y habría tornado imposible la posibilidad de aplicar la sanción plena en el futuro. Toda declaración posterior de caducidad contra un contratista diferente en circunstancias similares, argumentó la Demandada, se enfrentaría a reclamos por discriminación.

415. Como punto independiente, la Demandada rechazó la posición de las Demandantes de que era relevante para el tema de la proporcionalidad determinar si la Demandada había sufrido un daño o perjuicio como consecuencia de la conducta de OEPC. Además de afirmar que Ecuador sí sufrió un daño, la principal respuesta brindada por la Demandada sobre esta cuestión fue manifestar que “ningún Estado está obligado jamás a demostrar que sufrió un perjuicio como una condición previa para exigir el cumplimiento de sus propias leyes”.

416. En cuanto a este último punto, el Tribunal considera que la Demandada no comprendió adecuadamente el argumento de las Demandantes. El argumento no es que el Estado deba probar el daño sino que toda sanción que el Estado elija imponer debe tener una relación proporcionada con la violación en cuestión y sus consecuencias. Ello no es ni más ni menos que lo que establecen las propias normas constitucionales de la Demandada en torno a la proporcionalidad. En aquellos casos en que la administración pretende imponer una sanción severa, en opinión del Tribunal, el Estado debe poder demostrar (i) que quien cometió la violación causó un daño lo suficientemente grave; y/o (ii) que había existido un incumplimiento manifiesto o recurrente del contrato o de la ley correspondiente que fue suficiente para asegurar la sanción impuesta; y/o (iii) que por razones de disuasión y buena gestión es apropiado imponer una sanción significativa,

incluso aunque el daño sufrido en esa instancia particular no haya sido grave. La posible justificación que subyace a la disuasión explica por qué, por ejemplo, puede ser proporcional imponer una multa abultada por exceso de velocidad³² incluso en aquellos casos donde no ha ocurrido ningún accidente y cuando, claramente, el Estado no sufrió ningún “daño” directo como resultado del incumplimiento de la ley por parte del conductor. El daño potencial y la necesidad de disuadir a otros de actuar de la misma manera es lo que justifica la imposición de una sanción aunque no se cause un daño identificable en ese caso en particular.

417. A fin de cuentas, el enfoque a adoptar seguirá siendo el criterio general, ponderando los intereses del Estado con los del individuo, a fin de determinar si la sanción en cuestión es una respuesta proporcionada en las circunstancias particulares. En consecuencia, si bien es posible imaginar muchas situaciones en las que se impone un castigo por violaciones que no han causado directamente un daño, enseguida se repara en que tales castigos tienden a estar ubicados en el grado menor de la escala – están diseñados para educar y disuadir tanto a quien comete la infracción como a la población en general. Sin embargo, los castigos más severos suelen reservarse para aquellos casos en los que se ha sufrido un verdadero daño y, por lo general, cuanto más grave es el daño, más severa es la pena. Este es un principio conocido en todos los ordenamientos jurídicos y, en este caso en particular, basta con leer el Artículo 77 de la LHC que expresamente se refiere a la “gravedad de la falta” de la siguiente manera: “El incumplimiento del contrato que no produzca efectos de caducidad o la infracción de la Ley o de los Reglamentos se

³² Para utilizar el mismo ejemplo que la Demandada.

sancionará con una multa [...] según la gravedad de la falta, además de la indemnización de los perjuicios y la reparación de los daños producidos”. (Énfasis agregado)

418. Volviendo a los tres argumentos planteados por la Demandada mencionados precedentemente, el Tribunal no acepta la afirmación de que la jurisprudencia del CIADI citada por las Demandantes difiere ante la ausencia de una disposición contractual similar a la que contempla la Cláusula 21 del Contrato de Participación. El Decreto de Caducidad no fue sancionado sobre la base de un incumplimiento contractual sino sobre la base de supuestos incumplimientos del Artículo 74 de la LHC. Este es un punto de importancia general dado que la Demandada argumentó de manera constante que no podía considerarse que la caducidad fuera una violación del Tratado cuando constituye una sanción que fue acordada libremente por OEPC. En consecuencia, este tema exige que se realice un análisis minucioso.

419. No hubo desacuerdo en que el Decreto de Caducidad se refiere sólo al Artículo 74 de la LHC. Este punto no bastaría para fin a la discusión si las disposiciones relativas a la extinción incluidas en el Contrato de Participación fueran idénticas a las de la LHC, pero no lo son. El Artículo 74.11 de la LHC faculta al Ministro a declarar la caducidad si el contratista “traspasare derechos o celebrare contrato o acuerdo privado para la cesión de uno o más de sus derechos, sin la autorización del Ministerio”. El Tribunal observa que se hace referencia únicamente a una transferencia de derechos. Por el contrario, la Cláusula 21.1.2 del Contrato de Participación hace referencia a una transferencia no autorizada de “derechos y obligaciones”.

420. La Demandada no sugirió en ningún momento que la fase de ingresos del Acuerdo de Farmout efectuaba de alguna manera una transferencia a AEC de las obligaciones de OEPC en virtud del Contrato de Participación. El hecho es que la única parte que había asumido obligaciones frente a PetroEcuador y la única parte contra quien PetroEcuador podía haber ejercido válidamente acciones para hacer cumplir las obligaciones asumidas en el Contrato de Participación era OEPC. Posiblemente, es por esta razón que la Demandada fundamentó su accionar en la LHC y no en el Contrato de Participación.³³

421. La postura tampoco se modifica en función del hecho de que OEPC acordó que el contrato “terminará” por “declaratoria de caducidad emitida por el Ministerio del Ramo por las causales y bajo el procedimiento establecido en [el] Artícu[o] 74...de la [LHC]...”³⁴. La referencia a una declaración de caducidad en la LHC sólo puede referirse a una declaración realizada adecuadamente – no puede considerarse que el contratista haya aceptado la terminación cuando el decreto se sanciona contrariamente al requisito de proporcionalidad exigido por la legislación ecuatoriana.

422. El hecho de que un contratista acepte que la caducidad pueda ser un recurso en determinadas situaciones no significa que el contratista haya renunciado a su derecho a que dicho recurso sea impuesto de manera proporcionada o bien conforme a las leyes correspondientes. Ello es particularmente así cuando, como ocurre en el presente caso, las

³³ El Decreto de Caducidad se refiere específicamente (en relación con el Artículo 74.11) sólo a la transferencia de derechos y la celebración de un contrato o de un acuerdo privado para la cesión de uno o más derechos.

³⁴ Cláusulas 21.1 y 21.1.1 del Contrato de Participación.

partes acuerdan que el contrato será regido por un sistema de leyes (el derecho ecuatoriano) que exige expresamente que se respete el principio de proporcionalidad. No existe ningún indicio en el Contrato de Participación que indique que haya existido la intención de dejar fuera del contrato a la proporcionalidad u otros principios legales de aplicación general³⁵.

423. En todo caso, lo que sea que OEPC haya acordado en el Contrato de Participación sólo es relevante a los fines de acciones realizadas conforme al contrato – no puede ser relevante respecto de aquellas acciones que se realizan por fuera del contrato y que no proceden conforme a sus términos. En el presente caso, es crucial el hecho de que el Decreto de Caducidad haya sido sancionado conforme a las disposiciones de la LHC. En tales circunstancias, no puede haber duda alguna de que OEPC continuaba gozando del derecho a la protección plena del derecho ecuatoriano, tanto en términos procesales como sustantivos, que se aplicaría de manera ordinaria a tales acciones, independientemente de haber sido o no acordado en el contrato subyacente.

(f) Puntos en común entre las partes

424. Durante la Audiencia sobre Responsabilidad, las partes estuvieron finalmente de acuerdo en que al emitir el Decreto de Caducidad, el Ministro estaba ejerciendo una facultad discrecional, es decir, el Ministro no estaba obligado a dar por terminado el Contrato de Participación. En particular, ello fue aceptado por el Ministro Terán durante el contrainterrogatorio al reconocer que el decreto de caducidad era “potestativo,

³⁵ En cualquier caso, resulta dudoso que las partes puedan dejar de lado contractualmente un principio que reviste tal importancia como para haber sido incluido en la Constitución ecuatoriana.

absolutamente”³⁶. De igual manera, el perito de la Demandada, el Dr. Aguilar, reconoció durante el conainterrogatorio que “[el Ministro] tendría la discreción de declarar la caducidad”³⁷.

425. Las partes también estuvieron de acuerdo en que el principio de proporcionalidad es relevante.³⁸ Los argumentos de la Demandada estuvieron finalmente orientados a persuadir al Tribunal de la existencia de proporcionalidad en este caso – ya sea porque la proporcionalidad sería efectivamente “presumida” dado que la propia sanción estaba incluida en el Contrato de Participación, como fue previamente analizado, o por las acciones de OEPC en las cuales se fundamentó el Decreto de Caducidad.

(g) *Temas pendientes*

426. En consecuencia, las cuestiones que finalmente surgieron como esenciales para el tema de la proporcionalidad cuando las partes presentaron sus escritos posteriores a la audiencia fueron: (i) si el Ministro contaba realmente con una alternativa significativa como último recurso antes de declarar la caducidad; y/o (ii) si en cualquier caso, la sanción de caducidad fue, en esta instancia, una respuesta apropiada a la violación del Artículo 74 de la LHC cometida por OEPC.

427. La cuestión (ii) surge incluso si la respuesta a la cuestión (i) es negativa. Pensar lo contrario sería equivalente a considerar que la LHC opera en cualquiera de los dos casos

³⁶ Transcripción de la Audiencia (17 de diciembre de 2008), páginas 1183-1184.

³⁷ Transcripción de la Audiencia (19 de diciembre de 2008), páginas 1632.

³⁸ Transcripción de la Audiencia (21 de marzo de 2009), páginas 385 y 386 y Escrito sobre Responsabilidad de las Demandantes Posterior a la Audiencia, párrafos 155-158.

y no le otorgaría el efecto y el reconocimiento debidos al principio de proporcionalidad. El Tribunal entiende que dicho principio, establecido en la Constitución y reiterado en la legislación posterior, prevalecería sobre la LHC³⁹. Incluso si el Tribunal estuviera equivocado sobre este punto de derecho ecuatoriano, el Tribunal no tiene ninguna duda de que el principio de proporcionalidad es aplicable como cuestión de derecho internacional general y que ha sido aplicado en arbitrajes previos ante el CIADI, especialmente en el caso *Tecmed*.

(h) Alternativas a la caducidad

428. La Demandada manifiesta que, independientemente del reconocimiento de una discrecionalidad en manos del Ministro, no existía verdaderamente ninguna opción más que dar por terminado el Contrato. Como mucho, la única opción posible era no hacer nada.

429. La primera dificultad que presenta este argumento para la Demandada se hace evidente en su propia demanda reconvenicional. Una de las secciones de la reconvenición incluye un reclamo por daños causados por la falta de pago por parte de OEPC de la prima de transferencia correspondiente en octubre de 2000, o alrededor de esa fecha, y por no haber negociado un nuevo contrato de participación en términos más favorables para la Demandada. El fundamento que respalda este reclamo es el Artículo 79 de la LHC cuyo segundo párrafo establece:

³⁹ Informe Pericial de Hernán Pérez Loose de fecha 18 de julio de 2006, párrafo 107.

El Estado recibirá una prima por el traspaso y la empresa beneficiaria deberá celebrar un nuevo contrato en condiciones económicas más favorables para el Estado y para PETROECUADOR, que las contenidas en el contrato primitivo.

430. La Demandada (a través del Ministro Terán) manifestó que han existido instancias en las que, además de la prima de transferencia, el Gobierno intentó mejorar los términos económicos del contrato.⁴⁰ En cuanto a la prima de transferencia, que en virtud del Decreto No. 2713 se basa en las ganancias del año anterior que derivan del contrato subyacente, las pruebas señalaban que si OEPC había solicitado autorización para la transferencia en octubre de 2000, y si la autorización había sido otorgada, la prima de transferencia hubiera rondado \$1.1 millones sobre la base del ingreso neto de OEPC que ascendía a \$21.7 millones en 1999. Asimismo, las pruebas señalaban que para el año 2006, habiendo aumentado la extracción en el transcurso de esos seis años, la prima de transferencia se hubiera multiplicado por diez, es decir, rondaría los \$11.8 millones, sobre la base del ingreso neto de OEPC que ascendía a \$289.2 millones en 2003⁴¹.

431. Si la Demandada considera que tiene derecho no sólo a dar por terminado el Contrato de Participación, sino también a presentar un reclamo por daños y perjuicios por las primas posiblemente adeudadas a la fecha de celebración del Acuerdo de Farmout, entonces la Demandada bien podría haber decidido reclamar dichas primas y no dar por terminado el Contrato de Participación. De hecho, la lógica de este criterio pareciera ser

⁴⁰ Segunda Declaración Testimonial de Pablo Terán, párrafo 6. Ver también Transcripción de la Audiencia (17 de Diciembre de 2008), page 1192, líneas 6-17.

⁴¹ Ver también Decreto 1363, aunque aquí sólo se establece una cifra mínima para la transferencia.

más contundente, dado que OEPC posiblemente recibiría el beneficio de continuar con el Acuerdo Farmout⁴².

432. Una segunda dificultad que presenta el argumento de que no existía otra opción más que dar por terminado el Contrato es que la Demandada contaba con una opción más antes de declarar la caducidad: una modificación en la disposición (Artículo 79) que exige al contratista celebrar un nuevo contrato con términos más favorables para la Demandada. Esta opción habría implicado un acuerdo negociado, que tenía el potencial de reflejar y abordar todas las preocupaciones que pudiera tener la Demandada como resultado del incumplimiento contractual que ocurrió. Dicho acuerdo podría haber incluido una o más de las siguientes características: (i) una prima de transferencia; (ii) un monto que sirviera como compensación por el daño sufrido; (iii) modificaciones a los términos del Contrato de Participación, posiblemente destinados a mejorar el contrato para la Demandada atendiendo al impacto de la Ley Interpretativa del IVA y la Ley 42; y/o (iv) sanciones monetarias a ser abonadas por OEPC ya sea conforme al Artículo 79 de la LHC o mediante acuerdo que estableciera sanciones mayores (si así se acordara).

433. En el presente caso, el Procurador General ha reconocido que era legal negociar un acuerdo⁴³. El párrafo 15 del Decreto de Caducidad da cuenta de que los esfuerzos

⁴² El Tribunal observa que si, en 2006, la Demandada hubiera decidido no declarar la caducidad parecería entonces, conforme al Artículo 79 de la LHC, que el Acuerdo de Farmout habría sido nulo de todos modos según el derecho ecuatoriano. Habría sido nulo *ab initio*, pero eso sería un problema para OEPC y AEC y no una preocupación para la Demandada. El primer párrafo del Artículo 79 dispone: “La transferencia de un contrato o la cesión a terceros de derechos provenientes de un contrato, serán nulas y no tendrán valor alguno si no precede autorización del Ministerio del Ramo, sin perjuicio de la declaración de caducidad según lo previsto en la presente Ley”.

⁴³ Carta enviada por el Procurador General a Petroecuador con fecha 4 de mayo de 2006, donde aconseja que “cabe una transacción, porque así lo permite la ley”

realizados por OEPC para llegar a un acuerdo con la Demandada fueron finalmente rechazados recién el 15 de mayo de 2006. El hecho de que se estaba considerando la posibilidad de un acuerdo demuestra que el Ministro tenía la facultad discrecional de no declarar la caducidad y, además, gozaba de la facultad discrecional de negociar cuál podría ser la sanción apropiada (el “acuerdo”).

434. En resumen, el Tribunal considera que existían las siguientes opciones como alternativa a la caducidad⁴⁴, a saber:

- i) Insistencia en el pago de una prima de transferencia que rondara los USD 11.8 millones; y/o
- ii) mejoramiento de los términos económicos del contrato original; y/o
- iii) un acuerdo negociado que podría haber abordado, por supuesto, todas las áreas que las partes desearan, incluido el pago de la prima de transferencia que no se había realizado, la renegociación del contrato y una compensación adicional.

435. La opción final era no hacer nada más que, tal vez, realizar una declaración donde se le dejara en claro a todas las compañías extranjeras de petróleo que todas las

⁴⁴ Esta alternativa no surge del Artículo 77 de la LHC, que establece: “El incumplimiento del contrato que no produzca efectos de caducidad o la infracción de la ley o de los Reglamentos se sancionará con una multa impuesta por el Director Nacional de Hidrocarburos, de doscientos a tres mil dólares estadounidenses, según la gravedad de la falta, además de la indemnización de los perjuicios y la reparación de los daños producidos”. Esta disposición no es relevante para el análisis del Tribunal sobre las alternativas disponibles en lugar de la caducidad dado que su aplicación se limita a instancias de incumplimiento del Contrato de Participación que no tienen efectos de caducidad ni una violación de la Ley o del Reglamento.

transferencias de intereses económicos debían ser autorizadas y que si no lo eran, los procedimientos de caducidad serían inevitables. Sin dudas, para la Demandada esta opción era desagradable y poco realista, pero en términos racionales, tal opción existía. El Artículo 74 de la LHC sólo es facultativo, no directivo.

436. Por todas estas razones, el Tribunal considera que el argumento de la Demandada en cuanto a que no existía realmente otra opción más que dar por terminado el Contrato es poco sólido y no es aceptado.

(i) Los antecedentes del Decreto de Caducidad

437. Tal como fue señalado, el Tribunal ha determinado que existió una violación del Artículo 74 de la LHC. Específicamente, el Tribunal ha concluido que la interpretación más acertada es que tanto el Acuerdo de Farmout como el Contrato de Operación Conjunta constituyeron una transferencia no autorizada de determinados derechos de OEPC bajo el Contrato de Participación. Ante la ausencia de una autorización, dicha transferencia constituyó un incumplimiento del Contrato de Participación y una violación del Artículo 74 de la LHC.

438. Se ha hecho extensa referencia a los antecedentes del Decreto de Caducidad en las secciones anteriores del presente Laudo y no es necesario repetirlos detalladamente en esta oportunidad. Es suficiente señalar que:

- (a) OEPC anunció públicamente el Acuerdo de Farmout el 1º de noviembre de 2000;

- (b) En un memorando interdepartamental dentro del Ministerio de Energía, se señaló el 8 de noviembre de 2000 que AEC ya era parte de un contrato de participación respecto de otros yacimientos y que era su operador, que había demostrado tener solvencia técnica y que no existiría “ningún impedimento para [la] cesión de derechos [del Contrato de Participación de OEPC]”;
- (c) Pasaron casi cuatro años hasta comienzos de 2004 (cuando se realizó la auditoría de Moores Rowland) en cuyo período el Contrato de Participación siguió su curso sin mayores inconvenientes y OEPC realizó todos los pagos adeudados en virtud de dicho Contrato a Petroecuador;
- (d) Durante esos cuatro años, las Demandantes también comprometieron otras inversiones en el oleoducto OCP y adquirieron un monto determinado de capacidad en el oleoducto a través de un compromiso de despacho o pago a largo plazo;
- (e) El 12 de julio de 2004, se envió el Laudo del IVA a las partes;
- (f) El 14 de julio de 2004, Moores Rowland emitió un informe de auditoría donde señaló que la cesión de derechos y obligaciones contemplada en el Acuerdo de Farmout estaba condicionada al acaecimiento de hechos futuros y que la cesión “podía ocurrir o no”;
- (g) El 15 de julio de 2004, OEPC solicitó la aprobación de la transferencia del 40% a AEC;

- (h) El 24 de agosto de 2004, el Procurador General de Ecuador le escribió al Ministro de Energía y Minas y le solicitó que diera por terminado el Contrato de Participación;
- (i) El 18 de junio de 2005, durante una huelga general y luego de un malestar social que duró varios meses, el nuevo Ministro de Energía y Minas, el Ministro Rodríguez, firmó una resolución que establecía: “El Ministro de Energía y Minas y el Presidente de Petroecuador se comprometen a realizar todos los trámites correspondientes por ser las autoridades competentes para la salida de Ecuador de las empresas Occidental y Encana AEC por violentar los ordenamientos jurídicos del país”;
- (j) Mediante una carta de fecha 2 de agosto de 2005, el Presidente de Petroecuador se dirigió al Ministro solicitándole que “declare la caducidad del Contrato de Participación [...] conforme con lo dispuesto en los Art.74, 75, 76 y 79 de la [LHC]”. En respuesta al argumento de la proporcionalidad que había surgido durante el intercambio epistolar con OEPC, el Presidente de Petroecuador señaló: “Si bien, a partir del año 2000, las operaciones han sido ejecutadas por parte de OEPC sin que exista perjuicio económico cuantificable por la citada cesión de sus intereses económicos, sin embargo, con sus argumentos no ha desvirtuado la casual de caducidad contemplada en el numeral 11 del Artículo 74 de la [LHC]”.

- (k) El 10 de noviembre de 2005, 100 miembros del Congreso le solicitaron al Presidente del Congreso que convocara a un juicio político del Ministro Rodríguez sino implementaba el proceso de caducidad;
- (l) El 26 de marzo de 2006, los líderes de las protestas que habían bloqueado las autopistas del norte y centro de Ecuador sostuvieron que “si se declara la caducidad del contrato con Occidental, se levantaría la medida de hecho”;
- (m) A fines de abril y principios de mayo de 2006, el Ministro Rodríguez y Petroecuador, respectivamente, consultaron con el Procurador General si la ley permitía un acuerdo negociado con OEPC y él le respondió a ambos que sí;
- (n) El 9 de mayo de 2006, varias organizaciones sociales declararon que demandarían el juicio político del Presidente si consideraba la posibilidad de un acuerdo con OEPC y del Procurador General por opinar que la ley permitía que se negociara un acuerdo;
- (o) El 15 de mayo de 2006, se sancionó el Decreto de Caducidad.

439. Este resumen de lo sucedido demuestra que la cuestión de si el decreto de caducidad debía ser sancionado se había convertido en una cuestión política a escala nacional, especialmente con posterioridad al informe de auditoría elaborado por Moores Rowland y la publicación del Laudo del IVA.

(j) La influencia del Laudo del IVA

440. En cuanto a la influencia del Laudo del IVA y su vinculación con la sobreviniente declaración de caducidad, el Tribunal desea referirse a los siguientes puntos en particular:

- (a) Para marzo de 2004, la Demandada tenía en su poder copias fieles (sin firmar) del Acuerdo de Farmout y del Contrato de Operación Conjunta. Sin embargo, no se tomó medida alguna hasta julio de 2004, luego de la publicación del Laudo del IVA y de que la Demandada recibiera copias firmadas del Acuerdo de Farmout y del Contrato de Operación Conjunta.
- (b) El 15 de julio de 2004, tres días después de que se publicara el Laudo del IVA y un día después de que se emitiera el informe de auditoría de Moores Rowland, OEPC le informó a Petroecuador que se habían cumplido las condiciones establecidas en el Acuerdo de Farmout de octubre de 2000 y que OEPC solicitaba entonces que Petroecuador aprobara la transferencia del interés del 40% a AEC. Al mismo tiempo, OEPC presentó una solicitud formal ante el Ministerio de Energía y Minas para la aprobación de la transferencia de conformidad con el Artículo 79 de la LHC.
- (c) Luego de mantener una reunión con el Sr. Ellis de OEPC, el Ministro López le escribió una carta el 17 de agosto donde señalaba: “A fin de contar con todos los elementos de juicio necesarios para decidir sobre su petición de autorización, le agradeceré proporcionar a este Despacho, a la brevedad posible, una copia certificada tanto del Acuerdo celebrado con

AEC Ecuador Ltd. en el año 2000, así como el respectivo acuerdo de operación que le permitió a OXY continuar como operadora del bloque 15 en el marco del indicado acuerdo de transferencia”.

- (d) En consecuencia, si bien en un memorando interno dentro del Ministerio⁴⁵ había surgido la posibilidad de declarar la caducidad por la violación del Artículo 74.11 de la LHC, el Ministro parecía proceder con una postura abierta y deseaba revisar la documentación correspondiente a fin de evaluar la solicitud de autorización.
- (e) Sin embargo, durante agosto de 2004, el Procurador General del Ecuador, el Dr. Borja, reaccionó fuertemente y de manera pública contra el Laudo del IVA que le ordenaba a Ecuador realizar un pago de \$75 millones a OEPC. El Dr. Borja señaló ante la prensa que estaba examinando el contrato de OEPC con Ecuador para “verificar el estricto cumplimiento de las normas contractuales”. Los artículos de prensa de la época, que fueron ofrecidos como prueba, no dejan dudas sobre el vínculo entre el Laudo del IVA y el repentino interés del Dr. Borja por revisar el cumplimiento de OEPC con su contrato, a pesar de los muchos años de aparente satisfacción que habían transcurrido (por parte de la Demandada) con las operaciones de OEPC en Ecuador.

⁴⁵ Dra. Zurita, Coordinadora de Auditoría de la DNH, memorando de fecha 3 de agosto de 2004. Las Demandantes hicieron notar que la Dra. Zurita no fue convocada por la Demandada para brindar testimonio.

- (f) El 24 de agosto de 2004, el Dr. Borja se dirigió a su colega, el Ministro López, mediante un oficio que fue comunicado a la prensa. Dicho oficio hacía referencia a la transferencia por parte de OEPC a AEC de “40% de los derechos y obligaciones del en el Contrato de Participación [...] sin contar con la autorización del Ministerio de Energía y Minas” y le solicitaba al Ministro “apli[car] las disposiciones de la [LHC] y el contrato en ciernes, en lo relativo a las causales de caducidad del mismo”. Al realizar esta solicitud, y en particular al hacerla pública, el Dr. Borja en representación de la Demandada intentaba claramente crear una situación en la que la única salida política aceptable era concluir (i) que había existido una violación importante de la LHC o del Contrato de Participación y que (ii) la única sanción apropiada (que había sido específicamente solicitada por el Procurador General) era declarar la caducidad.
- (g) Además de hacer pública la carta, mediante un comunicado de prensa de la misma fecha (24 de agosto de 2004) se anunciaba que “en caso de incumplimientos por parte de Occidental con el Estado” el Procurador General le había solicitado al Ministro López que aplicara la disposición de la LHC y del contrato que establecía la caducidad.
- (h) El 8 de septiembre de 2004, el Ministro López cumplió con la solicitud del Procurador General y le escribió al Presidente de Petroecuador para

solicitarle que comenzara con el proceso establecido en las Cláusulas 21.2, y ss., del Contrato de Participación.

- (i) Petroecuador entonces se dirigió a OEPC el 15 de septiembre de 2004 para notificarla de su incumplimiento con el Contrato de Participación e invitarla a responder en 10 días si rechazaba o aceptaba los incumplimientos alegados. OEPC respondió en forma muy detallada (mediante una carta de 28 páginas) el 24 de septiembre de 2004 negando todas las afirmaciones contenidas en la notificación de Petroecuador de fecha 15 de septiembre de 2004. La carta de OEPC invocaba específicamente la teoría de los actos propios, las expectativas legítimas y la proporcionalidad – y también hizo referencia al silencio administrativo de cuatro años que devino con posterioridad a octubre de 2000 – y concluyó que la caducidad sería ilegal y violatoria del Tratado.

- (j) La cuestión parece haber permanecido así durante aproximadamente seis meses hasta que el Procurador General volvió a involucrarse. El 14 de marzo de 2005, le escribió a Petroecuador en forma contundente para solicitarle que iniciara los procedimientos de caducidad. Asimismo, la carta fue enviada al Presidente de Ecuador con el siguiente mensaje: “[i]nsisto ante el citado funcionario público [el Presidente Ejecutivo de Petroecuador] para que aplique las cláusulas contempladas en la [LHC], sus Reglamentos y en las cláusulas contractuales, a fin de que se declare la caducidad del contrato de participación [...]”.

- (k) Los pasos subsiguientes del proceso fueron resumidos anteriormente. El Tribunal vuelve a referirse a la resolución (que contenía parte de algunas actas de reunión) firmada el 18 de junio de 2005 por el nuevo Ministro de Energía y Minas, el Ministro Rodríguez, y el Ministro de Gobierno en la que se comprometían a realizar “todos los trámites correspondientes [...] para la salida de Ecuador de [OEPC y AEC] por violentar los ordenamientos jurídicos del país”. Ese mismo conjunto de actas también hacía referencia al tema del IVA en general y la resolución establecía que debía haber “un mejor control sobre el cobro del Impuesto al Valor Agregado”;
- (l) Tal como ya fue mencionado, existieron algunos intentos de llegar a un acuerdo y en mayo de 2006, el Procurador General le escribió a Petroecuador señalando que “cabe una transacción, porque así lo permite la ley”.

441. Estos son los antecedentes relevantes sobre esta materia y el contexto en el que finalmente se declaró la caducidad.

(k) ¿Constituyó el Decreto de Caducidad una respuesta proporcionada?

442. Con base en lo anterior, resulta claro que el Laudo del IVA generó rabia y decepción en los círculos políticos ecuatorianos. No corresponde analizar aquí los méritos o deméritos del Laudo del IVA – basta señalar que parece haber generado mucho rencor contra OEPC, como lo hizo también el descubrir que OEPC había transferido derechos contemplados en el Contrato de Participación en violación de las leyes de Ecuador.

443. Para el Tribunal, pareciera ser que existían diferentes bandos en la toma de decisiones del Gobierno. Uno de ellos proponía implementar una línea dura e insistir en declarar la caducidad. El otro intentaba buscar una solución amigable a la diferencia. Finalmente, se impuso el primero.

444. Si volvemos sobre la cuestión del daño, tal como fue señalado precedentemente, no es un dato menor que los acuerdos de farmout son muy comunes en la industria del petróleo y del gas. Al brindar su testimonio a favor de la Demandada, el Ministro Terán reconoció que el Farmout fue (o tenía grandes posibilidades de ser) beneficioso para el Estado: “[l]a obtención de recursos adicionales por parte de OEPC para aumentar sus inversiones en Ecuador me parecía una buena idea debido a que era beneficioso para el país”⁴⁶.

445. El hecho de que AEC ya fuera un operador autorizado en Ecuador y que continuó recibiendo autorización para otros proyectos/yacimientos luego de firmar el Acuerdo de Farmout significa que era altamente probable que se hubiera otorgado la aprobación si se la hubiera solicitado en octubre de 2000. Incluso si se hubiera podido retener la autorización de manera razonable, ello no significa que la Demandada haya sufrido un daño. De hecho, tal como se señalaba en la carta de PetroEcuador del 2 de agosto de 2005, las pruebas demuestran que la Demandada no sufrió ningún daño cuantificable como consecuencia directa de la posesión por parte de AEC de un interés económico en el Bloque 15. Más aún, es probable que la participación de AEC en el Bloque 15 haya

⁴⁶ Declaración Testimonial de Pablo Terán de fecha 16 de junio de 2006, párrafo 23 y Transcripción de la Audiencia (17 de diciembre de 2008), páginas 1182-1183.

resultado, de hecho, en una inversión mayor en dicho Bloque y, por lo tanto, haya incrementado el retorno correspondiente a PetroEcuador en virtud del Contrato de Participación.

446. Los fundamentos para el requisito de “autorización” contenido en el Artículo 74.11 y 74.12, de la LHC son claros: la Demandada desea proteger los recursos naturales de Ecuador y los ingresos que puede generar gracias a ellos, mediante la evaluación cuidadosa de la capacidad tecnológica, la solidez financiera y la idoneidad general de cualquier parte que tenga acceso y/o cierto control sobre tales recursos. De más está decir que ello no constituye una precaución inusual o irracional.

447. Sin embargo, al ser privada en esta ocasión de la oportunidad de “vetar” a un tercero potencial, surge la cuestión de si la pérdida de dicha oportunidad ha provocado un daño. La pregunta es entonces si la Demandada, sin saberlo, le ha confiado la operación de uno de sus yacimientos petroleros a un tercero inadecuado y, si así fue, si ha sufrido un daño. Sobre la base de las pruebas presentadas ante este Tribunal, la respuesta a ambos interrogantes es claramente negativa.

448. Según las Demandantes, el Acuerdo de Farmout no iba en contra de los fundamentos del requisito de autorización contemplado en el Artículo 74 de la LHC. En la medida en que la Demandada fue privada de la oportunidad de considerar la idoneidad de AEC en el momento oportuno, entonces el Acuerdo de Farmout sí contradujo los fundamentos del requisito de autorización. OEPC burló por completo el requisito de autorización. El Tribunal reconoce este hecho y por eso acepta la afirmación de la Demandada de que ni OEPC ni ningún otro particular puede arrogarse el derecho de

supervisar y regular la identidad de los contratistas que participarán en los yacimientos petroleros de Ecuador.

449. Sin embargo, esta cuestión difiere de si la pérdida de la prerrogativa de autorización en un caso en particular ha causado un daño. Ciertamente, no causó un daño económico en el presente caso. La Demandada responde a este punto argumentando que el incumplimiento de OEPC en este caso “amenazó la integridad misma del sistema regulador de hidrocarburos de Ecuador, y demandó una acción firme por parte del Ministerio que fuera suficiente para disuadir eficazmente las futuras infracciones”.

450. Es aceptable que algún castigo u otra medida puede haber sido justificado o, cuando menos, defendible. Las opciones con las que contaba la Demandada ya fueron analizadas precedentemente. El Tribunal no está necesariamente en desacuerdo con el argumento de la Demandada en cuanto a haber deseado, justificadamente, reafirmar la importancia de que se respetara su régimen regulatorio. Sin embargo, el principio primordial de la proporcionalidad exige que ese objetivo administrativo esté en equilibrio con los propios intereses de las Demandantes y con la verdadera naturaleza y el verdadero efecto de la conducta que se reprime. El Tribunal concluye que el precio que debieron pagar las Demandantes – la pérdida total de una inversión que vale varios cientos de millones de dólares – fue desproporcionado respecto del hecho ilícito que se le imputa a OEPC y, de igual manera, fue desproporcionado respecto de la importancia y la efectividad del “mensaje de disuasión” que la Demandada puede haber deseado transmitir a toda la comunidad del petróleo y del gas.

451. En cuanto al argumento de que, en la práctica, el Ministro no tenía más opción que la caducidad para evitar que se presentaran reclamos por discriminación contra futuras declaraciones de caducidad, basta decir que cada caso se remite a sus propios hechos. A pesar de las discrepancias entre las partes en torno a la cuestión de las circunstancias exactas en que otros contratistas han enfrentado potenciales procedimientos de caducidad⁴⁷, las pruebas indican que el Ministro de Energía y Minas ha elegido no declarar la caducidad en muchas otras instancias, a pesar de haberse alegado la existencia de violaciones al Artículo 74. Tal como sostiene Lord Steyn en su famosa cita al aprobar la importación del principio de proporcionalidad al derecho inglés: “En la ley, el contexto es todo”⁴⁸.

452. De lo anterior surge que incluso si OEPC, tal como lo determinó el Tribunal precedentemente, hubiera violado la Cláusula 16.1 del Contrato de Participación y fuera culpable de una violación punible del Artículo 74.11 (o de los Artículos 74.12 ó 74.13), el Decreto de Caducidad no fue una respuesta proporcionada en las circunstancias particulares y es ésta la conclusión del Tribunal. En consecuencia, el Decreto de Caducidad fue sancionado en violación del derecho ecuatoriano, del derecho internacional consuetudinario y del Tratado. En cuanto al Tratado, el Tribunal considera expresamente que el Decreto de Caducidad constituyó un incumplimiento por parte de la Demandada de su obligación contenida en el Artículo II.3(a) de conceder un trato justo y

⁴⁷ Hecho que sólo resalta la importancia central de los hechos específicos de cada caso.

⁴⁸ *R. v Secretary of State for the Home Department, ex parte Daly* [2001] 3 All ER 433 párrafo 447 [“*In law, context is everything*”].

equitativo a la inversión de las Demandantes y de no concederles un trato menos favorable que el exigido por el derecho internacional.

(l) Expropiación en violación del Artículo III del Tratado

453. Las Demandantes también han argumentado que el Decreto de Caducidad constituyó una expropiación ilícita de la inversión de las Demandantes en violación del Artículo III.1 del Tratado, que establece:

ARTÍCULO III

1. Las inversiones no se expropiarán ni nacionalizarán directamente, ni indirectamente mediante la aplicación de medidas equivalentes a la expropiación o nacionalización (expropiación”), salvo que ello se efectúe con fines de interés público, de manera equitativa y mediante pago de una indemnización pronta, adecuada y efectiva, y de conformidad con el debido procedimiento legal y los principios generales de trato dispuestos en el párrafo 3 del Artículo II. La indemnización equivaldrá el valor justo en el mercado que tenga la inversión expropiada inmediatamente antes de que se tome la acción expropiatoria o de que ésta se llegue a conocer, si ello ocurre con anterioridad; se calculará en una moneda autorizable libremente, al tipo de cambio vigente en el mercado en ese momento; se pagará sin dilación; incluirá los intereses devengados a un tipo de interés comercialmente razonable desde la fecha de la expropiación; será enteramente realizable, y será transferible libremente.

[...]

454. En respuesta, la Demandada sostiene que no expropió la inversión de las Demandantes porque la terminación de un contrato conforme a sus propias disposiciones y ley aplicable no constituye expropiación y que el Decreto de Caducidad fue una sanción administrativa impuesta de buena fe para promover una política regulatoria legítima.

455. El Tribunal está de acuerdo con las Demandantes. Luego de haber determinado en la sección anterior del presente Laudo que el Decreto de Caducidad fue sancionado en violación del derecho ecuatoriano, del derecho internacional consuetudinario y de la obligación de la Demandada establecida en el Artículo II.3(a) de otorgar un trato justo y

equitativo a la inversión de las Demandantes, el Tribunal no duda en concluir que, en las circunstancias particulares del presente caso que ha analizado precedentemente, la privación por parte de la Demandada de la inversión de las Demandantes mediante dicha sanción administrativa constituyó una medida “equivalente a la expropiación” y, por lo tanto, una violación del Artículo III.1 del Tratado. Esta frase se encuentra en el Artículo 1110 del TLCAN que preve “[n]inguna de las partes podrá nacionalizar ni expropiar, directa o indirectamente, una inversión [...] ni adoptar ninguna medida equivalente a la expropiación”. En el bien conocido case de *Metalclad c. México*,⁴⁹ en relación con la definición de “equivalente a la expropiación” el tribunal dijo:

Por lo tanto, la expropiación en el TLCAN incluye no sólo la confiscación de la propiedad de manera abierta, deliberada y con conocimiento de causa, tal como una confiscación directa o una transferencia formal u obligatoria de títulos en favor del Estado receptor, pero también una interferencia disimulada o incidental del uso de la propiedad que tenga el efecto de privar, totalmente o en parte significativa, al propietario del uso o del beneficio económico que razonablemente se esperaría de la propiedad, aunque no necesariamente en beneficio obvio del Estado receptor⁵⁰.

⁴⁹ *Metalclad Corporation c. Estados Unidos Mexicanos* (Case CIADI No. ARB(AF)/97/1), Laudo, 30 de Agosto de 2000.

⁵⁰ *Ídem*, párrafo 103. (Énfasis agregado) Ver también, por ejemplo, *S.D. Myers c. Gobierno de Canadá*, Laudo Parcial del 13 de noviembre de 2000 (TLCAN), párrafos 280 y 285: “En general, el término ‘expropiación’ tiene la connotación de ser una ‘privación’ por parte de una autoridad gubernamental de la ‘propiedad’ de una persona a fin de transferir la titularidad de dicha propiedad a otra persona, habitualmente la autoridad que ejerció su facultad *de jure* o *de facto* para llevar a cabo la ‘privación’”. [...] “El significado primario de la palabra ‘*tantamount*’ que brinda el Oxford English Dictionary es ‘equivalente’. Ambas palabras exigen que un tribunal observe la sustancia de lo que ha ocurrido y no sólo la forma. Las consideraciones técnicas o faciales (sic) no deberían disuadir a un tribunal de llegar a la conclusión de que ha ocurrido una expropiación o una conducta equivalente a la expropiación. El tribunal debe considerar los intereses reales involucrados, así como también la finalidad y el efecto de la medida gubernamental”. (Traducción del Tribunal)

(m) Las acusaciones restantes de incumplimiento en virtud del Tratado y del derecho ecuatoriano

456. Habiendo determinado que el Decreto de Caducidad no fue una respuesta proporcionada frente a las circunstancias particulares y que, en consecuencia, fue sancionado en violación del derecho ecuatoriano, del derecho internacional consuetudinario y de los Artículos II.3(a) y III.1 del Tratado, no es necesario que el Tribunal se expida sobre las restantes acusaciones de incumplimiento en virtud del Tratado y del derecho ecuatoriano presentadas por las Demandantes, incluidas las acusaciones de que el Decreto de Caducidad fue impuesto de manera discriminatoria o que de algún modo negó la protección y seguridad plenas a que tenían derecho las Demandantes. De hecho, incluso si el Tribunal respondiera afirmativamente a estas acusaciones, ello no tendría impacto alguno en la determinación del monto de la compensación resultante. Por esa misma razón, no es necesario que el Tribunal se expida sobre el argumento de las Demandantes en cuanto a que la Demandada le permitió a PetroEcuador y a Petroproducción contribuir al Decreto de Caducidad e instigar su sanción de una manera que contraviene el Tratado o el derecho ecuatoriano.

VI. MONTO DE LA COMPENSACIÓN

A. Introducción

457. En vista de sus conclusiones sobre la responsabilidad, el Tribunal abordará ahora la determinación del monto de la compensación de las Demandantes. En este sentido, el Tribunal observa que además del estándar aplicable para valuar los daños de las Demandantes y otros aspectos relativos al monto, existen cuatro cuestiones preliminares “fundamentales” relativas al monto de la compensación que debe resolver en primer

lugar. Estas cuestiones tienen que ver con el impacto (si lo hubiere) de los elementos que se enumeran a continuación sobre la determinación del Tribunal respecto del monto de la compensación:

- 1) La Ley 42 del derecho ecuatoriano;
- 2) La Ley Interpretativa del IVA ecuatoriana;
- 3) El Acuerdo de Farmout; y
- 4) La culpa de las Demandantes con anterioridad a la sanción del Decreto de Caducidad.

458. Estas cuatro cuestiones “fundamentales” relativas al monto de la compensación han sido invocados por la Demandada en respuesta a la afirmación de las Demandantes de que la compensación de sus pérdidas debería ser equivalente a la totalidad del valor justo de mercado del Contrato de Participación a la fecha del Decreto de Caducidad, es decir, el 15 de mayo de 2006. Tal como se verá más adelante, la Demandada argumenta que la cuantificación de los daños de las Demandantes debe reducirse a la luz de cada uno de estos cuatro factores, mientras que las Demandantes rechazan la sugerencia de que la compensación solicitada debiera ser menor que la totalidad del valor de mercado de su inversión.

459. Las partes se han dirigido al Tribunal, tanto por escrito como en forma oral, sobre estas cuatro cuestiones de manera extensa. Por lo tanto, antes de analizar cada una, el Tribunal resumirá los respectivos argumentos de las partes, que han sido considerados por el Tribunal.

B. Las excepciones procesales presentadas por la Demandada en relación con la Ley 42 y la Ley Interpretativa del IVA

460. La Demandada argumenta, como cuestión preliminar y mediante excepciones procesales, que dado que las Demandantes no realizaron ningún reclamo con base en la Ley 42 o la Ley Interpretativa del IVA durante la etapa de determinación de la responsabilidad en el presente arbitraje, no pueden objetar su legalidad para evitar su aplicación durante la etapa de determinación del monto de la compensación.

461. Las Demandantes responden que dado que la legalidad de la Ley 42 o de la Ley Interpretativa del IVA sólo se volvería relevante si el Tribunal determinaba que la Demandada era responsable frente a las Demandantes, el momento de plantear esas cuestiones era la etapa de determinación del monto de la compensación, más específicamente en su Memorial sobre Daños, que es precisamente lo que hicieron.

462. El Tribunal concuerda con las Demandantes. Es lógico que el argumento de las Demandantes en cuanto a que estas dos leyes ecuatorianas no deberían ser tenidas en cuenta por el Tribunal a los fines de cuantificar sus daños sólo resulta pertinente al reclamo de compensación de las Demandantes una vez que la Demandada ha sido considerada responsable.

463. El Tribunal observa, además, que las Demandantes, en su Memorial sobre Responsabilidad, dejaron en claro que estas cuestiones serían analizadas en sus escritos sobre daños.

464. En consecuencia, estas excepciones procesales presentadas por la Demandada son rechazadas.

C. La Ley 42 de Ecuador

1. *Introducción*

465. La Ley 42, también denominada Modificación de la LHC, fue sancionada por el Congreso ecuatoriano el 19 de abril de 2006 y publicada en el Registro Oficial del 25 de abril de 2006. La Ley 42 añadió una disposición a la LHC titulada “Participación del Estado en los excedentes de los precios de venta de petróleo no pactados o no previstos”. Esta disposición, que pasó a ser el Artículo 55 de la LHC, establece, en su parte relevante, lo siguiente:

Las compañías contratistas que mantienen contratos de participación para la exploración y explotación de hidrocarburos vigentes con el Estado ecuatoriano de acuerdo con esta Ley, sin perjuicio del volumen de petróleo crudo de participación que les corresponde, cuando el precio promedio mensual efectivo de venta FOB de petróleo crudo ecuatoriano supere el precio promedio mensual de venta vigente a la fecha de suscripción del contrato [...] reconocerán a favor del Estado ecuatoriano una participación de al menos el 50% de los ingresos extraordinarios que se generen por la diferencia de precios. Para los propósitos del presente artículo, se entenderá como ingresos extraordinarios la diferencia de precio descrita multiplicada por el número de barriles producidos.

El precio del crudo a la fecha del contrato usado como referencia para el cálculo de la diferencia, se ajustará considerando el Índice de Precios al Consumidor de los Estados Unidos de América, publicado por el Banco Central del Ecuador.⁵¹

466. El 13 de julio de 2006, Ecuador emitió el Decreto 1672, que reglamentó la Ley 42 con una participación del 50%⁵².

⁵¹ Las Demandantes observan que Petroecuador fijó el precio promedio mensual vigente al momento de celebrarse el Contrato de Participación en \$ 13,66 por barril, que ajustado según la inflación y la calidad del petróleo ascendía a \$16,43 en junio de 2006.

⁵² El Tribunal observa que el 4 de octubre de 2007, Ecuador emitió el Decreto 662 que incrementaba la participación del Estado a un 99%.

2. *El impacto de la Ley 42*

(a) *La posición de la Demandada*

467. La Demandada sostiene que toda valoración de la compensación de las Demandantes debería tener en cuenta el impacto de la Ley 42 dado que cualquier avalúo del interés de las Demandantes en el Bloque 15 tendría que reflejar la situación actual que un comprador hipotético de ese interés tendría que haber confrontado en el Ecuador el 15 de mayo de 2006 con posterioridad a la sanción de la Ley 42.

468. En resumen, la posición de la Demandada es que la Ley 42 no violó el Tratado. Más específicamente, la Demandada sostiene que la Ley 42 no es más que una medida fiscal de aplicación general. La Demandada rechaza la afirmación de las Demandantes en cuanto a que la Ley 42 modificó inapropiadamente el marco legal que existía al momento de realizar su inversión. Según la Demandada, no puede considerarse que la Ley 42 violó las expectativas legítimas de las Demandantes o que de otra forma les negó un trato justo y equitativo así como protección y seguridad plenas. La Demandada niega que la Ley 42 haya dispuesto una modificación unilateral del Contrato de Participación violatoria de dicho contrato y de la cláusula paraguas contenida en el Tratado o que de algún modo haya operado como una expropiación de la inversión de las Demandantes.

469. La Cláusula 8.6 del Contrato de Participación es central para respaldar el argumento de la Demandada de que la Ley 42 no modifica el Contrato de Participación. Dicha cláusula y otras cláusulas relacionadas del Contrato se reproducen nuevamente a continuación a fin de facilitar la referencia:

OCTAVA: PARTICIPACIÓN Y PROCEDIMIENTOS PARA LA ENTREGA.-

[...]

8.6 Estabilidad económica: En caso de que por acción del Estado Ecuatoriano o PETROECUADOR, ocurriera cualquiera de los eventos que se describen a continuación, que tenga consecuencias en la economía de este Contrato de Participación:

- a. Modificación del régimen tributario según se describe en la cláusula 11.11.
- b. Modificación del régimen de remisión de remesas al exterior, o cambiario, según se describen en las cláusulas 12.1 y 12.3, respectivamente.
- c. Reducción de la tasa de producción, según se establece en la cláusula 6.8.3.
- d. Modificación del valor de la tarifa de transporte descrita en la cláusula 7.3.1, conforme al procedimiento establecido en el Anexo No. XIV.
- e. Cobro del Impuesto al Valor Agregado, IVA, conforme consta en el Oficio No. 01044 de 5 de octubre de 1998, que consta como Anexo No. XVI, mediante el cual la Dirección de Servicio de Rentas Internas manifiesta que las Importaciones que realice la Contratista para las operaciones del Bloque 15 bajo el esquema del Contrato de Participación, están gravadas con dicho tributo.

En los casos señalados en los literales a) y b), las Partes suscribirán contratos modificatorios, conforme se señala en la cláusula 15.2, a fin de restablecer la economía de este Contrato de Participación. Cuando se produzcan los eventos señalados en las letras c), d) y e) se incluirá un factor de corrección en los porcentajes de participación, que absorba el incremento o disminución de la carga económica, conforme al Anexo No. XIV. (Énfasis agregado)

11.9 Exenciones: La Contratista, según el artículo 54 reformado de la Ley de Hidrocarburos, está exenta del pago de primas de entrada, derechos superficarios, regalías y aportes en obras de compensación, así como de la contribución a la investigación tecnológica prevista en el inciso primero del referido artículo de la Ley de Hidrocarburos.

[...]

11.11. Modificación del régimen tributario: En caso (a) de modificación del régimen tributario o de la participación laboral vigentes a la fecha de suscripción de este Contrato de Participación y según están descritos en esta Cláusula; y/o (b)

de su interpretación jurisprudencial; y/o (c) de creación de nuevos tributos o gravámenes no previstos en este Contrato de Participación, que tengan consecuencias en la economía del mismo, se incluirá un factor de corrección en los porcentajes de participación que absorba el incremento o disminución de la carga tributaria o participación laboral antes indicados. Este factor de corrección será calculado entre las Partes y se observará el procedimiento establecido en el artículo treinta y uno (31) del Reglamento para la Aplicación de la Ley Reformatoria a la Ley de Hidrocarburos. En la modificación de este Contrato de Participación se tomará en cuenta la fecha de vigencia de la correspondiente modificación o interpretación jurisprudencial de los indicados regímenes tributario o laboral o de la creación de nuevos tributos no contemplados en esta Cláusula.

[...]

15.2 Contratos Modificatorios: Habrá lugar a la negociación y suscripción de contratos modificatorios, previo acuerdo de las Partes, en los casos previstos en el Art. 30 del Reglamento a la Ley No. 44 y particularmente en los siguientes casos:

[...]

c) Cuando el régimen tributario, cambiario, remisión de remesas al exterior o la participación laboral aplicables a este tipo de Contrato en el país, haya sido modificado, a fin de restablecer la economía de este Contrato de Participación, de conformidad con las cláusulas 8.6 y 11.10.

[...]

470. La posición de la Demandada es que la Ley 42 no puede tener “consecuencias en la economía de este Contrato de Participación” tal como establece la Cláusula 8.6. La Demandada señala que la Ley 42 fue sancionada en 2006 simplemente con el propósito de capturar una porción de las ganancias imprevistas que estaban ingresando a las empresas petroleras en Ecuador como resultado de un aumento “asombroso e impredecible” en el precio del petróleo. Al hacerlo, la Demandada declara no haber hecho “más que ejercitar su indiscutible autoridad soberana de captar ingresos para sus operaciones gubernamentales y el bienestar público”. La Demandada argumenta que las Demandantes no tenían derecho a esperar ganancias imprevistas generadas por precios del petróleo que eran inimaginables al momento de celebrar el Contrato de Participación.

Refiriéndose a la Cláusula 8.6 del Contrato de Participación, la Demandada intenta refutar la afirmación de las Demandantes en contrario de la siguiente manera:

[...] [N]o hay disposición alguna en el Contrato de Participación que pueda evidenciar la supuesta expectativa de las Demandantes. Al contrario, las disposiciones de la cláusula 8.6 dejan bien sentado que las Demandantes (i) sabían y esperaban que los ingresos de OEPC podrían ser adversamente afectadas por cambios en la ley ecuatoriana y (ii) acordaron que solamente podía ser indemnizada por dichos cambios (a) si la medida en cuestión caía dentro de cierta clase y (b) solamente en la medida de lo necesario para restablecer el valor económico del contrato.

Con los precios del petróleo a picos inimaginables, el valor para OEPC del Contrato de Participación se mantuvo mucho más alto de lo que se habría podido imaginar al momento en que lo negoció y ciertamente muy por encima del punto de equilibrio acordado. La afirmación no sustentada de las Demandantes de que tenían la expectativa de que OEPC tendría derecho al valor íntegro de sus utilidades inesperadas sin ser afectados por una ley como la Ley Reformatoria a la LHC carece de fundamento. OEPC sabía y esperaba al momento en que celebró el contrato que medidas del Estado podían impactar su corriente de ingresos de la venta de su participación, y trató de lidiar con esa situación en la cláusula 8.6 del Contrato de Participación. Su problema es que la cláusula 8.6 es activada solamente si alguna medida cae dentro de su ámbito y reduce el valor presente neto del contrato a menos del punto de equilibrio acordado. La Ley Reformatoria a la LHC no hizo ninguna de esas cosas. En la ausencia de una cláusula de estabilización, las Demandantes no podrían tener expectativa legítima de que una medida como la Ley Reformatoria a la LHC no sería promulgada, que si lo era, que serían inmunes a su aplicación. (Énfasis en el original)

471. La Demandada agrega que incluso si la Ley 42 estuviera dentro del ámbito de aplicación de la Cláusula 8.6, la obligación que dicha disposición impone a las partes sería simplemente “restablecer la economía de este Contrato de Participación”. Según la Demandada, la Cláusula 8.6 es una típica cláusula de renegociación, no una cláusula de estabilización.

472. La Demandada sostiene además que, incluso si la Cláusula 8.6 exigiera a las partes que negociaran modificaciones al Contrato de Participación que restablecieran el valor económico del contrato acordado para OEPC en caso de que la Demandada

adoptara alguna medida que lo afectara negativamente, la premisa subyacente era que el valor económico del Contrato de Participación para OEPC fuera menor al que se había previsto al momento de negociar el contrato. En otras palabras, según la Demandada, mientras el precio del crudo del Bloque 15 exceda el precio de \$15 por barril acordado por las partes al determinar sus respectivos porcentajes de participación, el valor económico del contrato para OEPC estará por encima del valor que se espera que genere en cualquier punto en el tiempo. Esto es así incluso si se aplica la Ley 42, dado que OEPC siempre seguiría gozando del 50% del aumento de cada centavo que estuviera por encima de los \$15 por barril.

473. Por último, la Demandada afirma que incluso si hubiera surgido una obligación de restablecer el valor económico del Contrato de Participación, la obligación que recaía sobre las partes era la de negociar un contrato que reflejara tal modificación de conformidad con la Cláusula 15.2. Según la Demandada, la mera sanción de la Ley 42 nunca podría haber constituido un incumplimiento del Contrato de Participación y, en vista de las circunstancias, no podría existir un incumplimiento de contrato en ausencia de la falta de acuerdo de las partes sobre la celebración de un contrato revisado.

474. Haciendo eco de sus presentaciones sobre el Decreto de Caducidad, la Demandada también niega que la Ley 42 haya constituido una expropiación directa o indirecta o que la Ley 42 fue un obstáculo arbitrario y discriminatorio para la inversión de las Demandantes. Además, la Demandada reafirma la constitucionalidad de la Ley 42, expresamente declarada constitucional por el Tribunal Constitucional del Ecuador.

(b) La posición de las Demandantes

475. Tal como fue señalado anteriormente, las Demandantes argumentan que la Ley 42 – a la que consideran una “medida que deprime el valor” – no debería ser tenida en cuenta para cuantificar sus daños. Según las Demandantes, la Ley 42 viola tanto el Tratado como la Constitución ecuatoriana.

476. Más específicamente, la posición de las Demandantes es que mediante la sanción de la Ley 42 en 2006, la Demandada introdujo por ley en forma unilateral una disposición contractual que había rechazado en 1999 cuando negoció el Contrato de Participación y que, posteriormente, no pudo obtener en 2005 cuando las partes intentaron renegociar el contrato mediante un acuerdo mutuo. Según las Demandantes, la Ley 42 viola las disposiciones expresas de la fórmula establecida en la Cláusula 8.1 del Contrato de Participación.⁵³

[...] Ecuador, al confiscar el 50% (porcentaje que fue incrementado a 99% en 2007, ver ¶246 arriba) de los ingresos de OEPC de la producción del Bloque 15 por encima de un precio de referencia arbitrario, modificó radicalmente la fórmula de participación de la Cláusula 8.1 del Contrato de Participación. Esa Cláusula establece de manera inequívoca la variación de la participación de OEPC en cuanto a su volumen y calidad, pero no en cuanto a su precio. CE-2, Cláusula 8.1. De hecho, el Sr. Albuja ha explicado y Ecuador no ha negado, que las partes consideraron específicamente ligar la participación de OEPC a las fluctuaciones del precio durante la negociación del Contrato de Participación pero decidieron no hacerlo. Ver CMD ¶¶ 104-107; FA WS II ¶ 4. Por lo tanto, queda claro que la Modificación de la Ley de Hidrocarburos afectó la esencia misma de los derechos adquiridos por OEPC en virtud del Contrato de Participación al modificar la fórmula de participación acordada de la Cláusula 8.1 para reducir la participación en la producción acordada por OEPC. (Énfasis en el original)

⁵³ Las Cláusulas 8.1. y 8.5 se transcribe en los párrafos 512 y 513 *infra*

477. Las Demandantes hacen hincapié en el hecho de que cuando las partes convirtieron su Contrato de Servicios en un Contrato de Participación acordaron específicamente condicionar sus participaciones exclusivamente al volumen de producción, y no a los precios del petróleo, lo que le otorgó a las Demandantes una base legítima para considerar que la Demandada no se retractaría posteriormente con respecto a esa parte esencial del acuerdo. En palabras de las Demandantes:

Fundamentalmente, cuando un inversor celebra un contrato a largo plazo con una fórmula clara e inequívoca para la distribución de los ingresos, se puede esperar razonablemente que la fórmula acordada asigne los riesgos y las retribuciones de las partes durante toda la vigencia del contrato. Esto es aún más cierto cuando, como en este caso, el inversor asumió todos los riesgos de la inversión de capital requeridos. En justicia, no se puede pedir a un inversor que soporte todos los riesgos de una situación de bajos precios sin gozar de la correspondiente retribución en una situación de precios altos.

478. En consecuencia, las Demandantes afirman que la Demandada incumplió la obligación asumida en el Artículo II.3(c) del Tratado de cumplir con todas las obligaciones que hubiera asumido con respecto a las inversiones porque la Ley 42 eliminó dos disposiciones esenciales del Contrato de Participación: la fórmula de participación en la producción establecida en la Cláusula 8.1 y el derecho de OEPC en virtud de la Cláusula 5.3.2 a disponer libremente de su participación. Según las Demandantes, el derecho establecido en la Cláusula 5.3.2 no tiene sentido a menos que incluya el derecho de beneficiarse libremente de los ingresos de esa disposición y la Ley 42, agregan, eliminó ese derecho del Contrato de Participación con respecto a la mitad de todos los ingresos antes de impuestos devengados de las ventas a un precio que supera el precio del petróleo crudo a la fecha del Contrato de Participación.

479. Asimismo, las Demandantes sostienen que, mediante la sanción de la Ley 42, la Demandada incumplió la obligación asumida en el Artículo II.1 del Tratado, según el cual la Demandada “tratará las inversiones y sus actividades afines de manera no menos favorable que la que otorga en situaciones similares a las inversiones o actividades afines de sus propios nacionales o sociedades, o las de los nacionales o sociedades de cualquier tercer país”. Según las Demandantes, el impacto de la Ley 42 fue tal que las inversiones estadounidenses iban a sufrir pérdidas que simplemente no se comparaban con las pérdidas sufridas por las inversiones ecuatorianas.

480. Las Demandantes también argumentan que la Ley 42 es violatoria de las disposiciones de trato justo y equitativo (Artículo II.3(a)) y protección y seguridad plenas (Artículo II.3(b)) establecidas en el Tratado y reiteraron que tenían una expectativa legítima de que la Demandada no destruiría el acuerdo contractual a largo plazo en que se basó su inversión. Las Demandantes resaltan el hecho de que fue sobre la base de ese acuerdo que decidieron arriesgar una enorme cantidad de capital en Ecuador y que lo hicieron con la expectativa de que la Demandada no se llevaría el retorno de la inversión una vez administrado en forma exitosa el riesgo de esa inversión.

481. Específicamente, las Demandantes refutan la afirmación de la Demandada en cuanto a que no podrían haber esperado ser aisladas de cualquier tipo de modificación de aplicación general al marco tributario o legal del Ecuador. Según las Demandantes, la Ley 42 no era una “modificación aplicable en términos generales al marco impositivo de Ecuador”. En este sentido, las Demandantes sostienen que aun con respecto a las compañías que tienen un contrato de participación, la Ley 42 fue aplicada de manera

selectiva (por ejemplo, el contrato de Tarapoa quedaba exento de la aplicación de la Ley 42).

482. Las Demandantes también sostienen que, mediante la sanción de la Ley 42, la Demandada incumplió con la disposición sobre expropiación contenida en el Artículo III del Tratado porque con esa medida la Demandada privó a OEPC de: (i) la participación en la producción del Bloque 15 a la cual le otorgaba derecho el Contrato de Participación y que, como se había acordado específicamente, no variaría con las fluctuaciones en el precio del petróleo y (ii) su derecho a disponer libremente de toda su participación en la producción del Bloque 15 y de percibir los ingresos derivados de esa libre disposición. Las Demandantes agregan que tales derechos incluyen tanto el “derecho al dinero” como “todo derecho conferido... por contrato”, según establece expresamente la definición de inversión del Tratado.

483. Por último, las Demandantes afirman que la Ley 42 viola la Constitución ecuatoriana porque (i) viola los principios de seguridad legal y de no retroactividad, (ii) viola el principio de libertad de contratación, (iii) constituye una confiscación ilícita, y (iv) viola el principio de igualdad de trato.

(c) *Análisis y conclusión del Tribunal*

(i) Observaciones Preliminares

484. Al comienzo de su análisis sobre la Ley 42, el Tribunal recuerda el título de la Modificación de la LHC: “Participación del Estado en los excedentes de los precios de venta de petróleo no pactados o no previstos”.

485. El Tribunal observa que la disposición pertinente de la Ley 42 fija la “Participación del Estado” en un 50% de lo que denomina los “ingresos extraordinarios” generados por las “compañías contratistas”, como las Demandantes, como resultado de cualquier incremento de precio por encima del precio promedio mensual vigente a la fecha de suscripción del Contrato de Participación.

486. El Tribunal también observa que las palabras “ingresos extraordinarios” no están contenidas en el Contrato de Participación.

(ii) Caracterización de la Ley 42 y de las excepciones jurisdiccionales de la Demandada

487. Frente a estos antecedentes, el Tribunal ha determinado que su análisis acerca del impacto de la Ley 42 exige que primero caracterice dicha legislación ¿Es un impuesto, una regalía, un gravamen o, en términos más generales, una “cuestión tributaria” en virtud del Tratado, o es otra cosa?

488. Existe también un motivo procesal por el cual el Tribunal debe caracterizar a la Ley 42. Durante la Audiencia sobre el *quantum*, la Demandada, por primera vez en el presente arbitraje, reclamó que “la cuestión de la Ley 42 se excluye por completo de la jurisdicción del Tribunal Arbitral con arreglo al Artículo 10 de[l] Tratado”⁵⁴. En efecto, la Demandada adoptaba ahora la postura de que la Ley 42 era una “cuestión tributaria”.

⁵⁴ Transcripción de la Audiencia (6 de noviembre de 2009), página 967.

489. El Tribunal recuerda que la Demandada, durante la Audiencia sobre el *quantum*, se resistía a caracterizar a la Ley 42. En su Escrito Posterior a la Audiencia, la Demandada señaló categóricamente que la Ley 42 no constituía una regalía.

490. El Tribunal también recuerda que durante la Audiencia sobre el *quantum*, la Demandada sostuvo categóricamente que la Ley 42 “no es un impuesto”. En palabras de los abogados de Ecuador: “[en] el Ecuador [...] para que se pueda crear un impuesto, que se puede imponer a los ciudadanos, hay que seguir ciertos procedimientos en la Constitución. Aquí, esta Ley 42, fue emitida en función de un procedimiento distinto. Así que no puede considerarse un impuesto”⁵⁵. (Énfasis agregado)

491. Las Demandantes han argumentado, aunque en forma alternativa, que la Ley 42 es o una regalía en los términos de la Cláusula 11.9 del Contrato de Participación, algo que violaría dicha cláusula, o bien un impuesto o un gravamen en los términos de la Cláusula 11.11 del Contrato de Participación que exige que se realice un ajuste por medio de un factor de corrección de conformidad con las Cláusulas 8.6 y 11.11 del Contrato.

492. El Tribunal concuerda con la Demandada en que la Ley 42 no es una regalía. Dicha caracterización es contraria al texto claro de la Cláusula 11.9 del Contrato de Participación así como también del texto claro de la disposición operativa de la Ley 42 referida precedentemente.

493. Según sus propios términos, la Cláusula 11.9 incorpora el Artículo 54 de la LHC al Contrato de Participación, que establece expresamente lo siguiente:

⁵⁵ Transcripción de la Audiencia (4 de noviembre de 2009), página 351.

11.9 Exenciones: La Contratista, según el artículo 54 reformado de la Ley de Hidrocarburos, está exenta del pago de primas de entrada, derechos superficiales, regalías y aportes en obras de compensación, así como de la contribución a la investigación tecnológica prevista en el inciso primero del referido artículo de la Ley de Hidrocarburos. (Énfasis agregado)

494. Asimismo, tal como también fue señalado por la Demandada, una regalía suele definirse como un pago realizado a cambio de obtener acceso a un recurso natural⁵⁶. Claramente, esto no es lo que contempla la Ley 42. Por lo tanto, el Tribunal concluye que la Ley 42 no es una regalía.

495. El Tribunal también concuerda con la Demandada en que la Ley 42 no es un impuesto. Como ya fue mencionado, dicha caracterización es contraria al texto claro de la Ley 42 y, en todo caso, tal como resaltó la Demandada, no fue “creada” de conformidad con la Constitución ecuatoriana.

496. En este sentido, el Tribunal observa que la afirmación de las Demandantes en cuanto a que la Ley 42 es un impuesto no fue defendida con demasiado vigor en sus presentaciones escritas y orales. Incluso su experto legal, el Dr. Pérez Loose, no pudo opinar claramente que la Ley 42 era un impuesto.

497. En cualquier caso, incluso si la Ley 42 fuera un impuesto, no crearía, en opinión del Tribunal, una barrera jurisdiccional al reclamo de las Demandantes respecto de la Ley 42 en virtud del Tratado por los motivos que se exponen a continuación.

498. El Artículo X del Tratado establece:

⁵⁶ Ver *Black's Law Dictionary*, 7ª edición (1999).

1. En lo relativo a sus normas tributarias, cada Parte deberá esforzarse por actuar justa y equitativamente en el trato de las inversiones de los nacionales y las sociedades de la otra Parte.

2. No obstante, las disposiciones del presente Tratado, especialmente de los Artículos VI y VII del mismo, se aplicarán a cuestiones tributarias solamente con respecto a:

a) La expropiación, de conformidad con el Artículo III;

b) Las transferencias, de conformidad con el Artículo IV, o

c) La observancia y el cumplimiento de los términos de un acuerdo o autorización en materia de inversión, tal como se menciona en el inciso a) o el inciso b), en la medida en que estén sujetas a las disposiciones sobre la solución de diferencias de un Convenio para evitar la doble imposición tributaria concertado entre las dos Partes, o que se hayan suscitado de conformidad con dichas disposiciones y no se hayan resuelto en un plazo razonable. (Énfasis agregado)

499. El Tribunal considera que la Ley 42, incluso si fuera caracterizada como una “cuestión tributaria”, caería dentro de la “excepción a la excepción” del Artículo X.2(c) del Tratado. La controversia entre las partes en el presente arbitraje se relaciona directamente con el respeto y la aplicación de los términos del Contrato de Participación que, en opinión del Tribunal, constituye un acuerdo de inversión bajo el Artículo VI(1)(a) del Tratado.

500. Por lo tanto, la excepción jurisdiccional planteada por la Demandada con respecto a la Ley 42 es rechazada.

501. Luego de haber determinado que la Ley 42 no constituye ni una regalía ni un impuesto, el Tribunal debe ahora determinar si la Ley 42 puede ser caracterizada como un gravamen.

502. El Tribunal observa que en su Escrito Posterior a la Audiencia sobre la Ley 42, la Demandada señaló que “[s]i el Tribunal Arbitral requiriese que el Ecuador caracterizase

la Ley 42 bajo el derecho ecuatoriano, el Ecuador respondería que la Ley 42 es un gravamen”.

503. La palabra “gravamen” no es un término definido en el Contrato de Participación. De hecho, esa palabra sólo se utiliza una vez en el Contrato de Participación, en la Cláusula 11.11, en el contexto de la “creación de nuevos tributos o gravámenes no previstos en este Contrato de Participación, que tengan consecuencias en la economía del mismo [...]. (Énfasis agregado)

504. El Tribunal observa la Cláusula 3.4.4 del Contrato de Participación, que dispone:

3.4.4 Para las definiciones no incluidas en este Contrato de Participación o en las disposiciones que conforman el marco jurídico del mismo, las Partes se remiten a las definiciones contempladas en la Ley de Hidrocarburos y sus reglamentos, así como las generalmente aceptadas en la industria petrolera internacional.

505. Ni la Ley de Hidrocarburos ni su reglamento incluyen una definición de “gravamen”.

506. Ninguna de las partes ha manifestado al Tribunal que “gravamen” sea una palabra “generalmente aceptada en la industria petrolera internacional”.

507. En estas circunstancias, el Tribunal desea remitirse nuevamente al *Black’s Law Dictionary* donde el término “levy” [“gravamen”] se encuentra definido como “la aplicación de una multa o impuesto; la multa o impuesto así aplicado”. (Traducción del Tribunal)

508. La participación en “el 50% de los ingresos extraordinarios” establecida en la Ley 42 a favor del Estado ecuatoriano no puede ser considerada, en opinión del Tribunal,

como una multa o un impuesto. En realidad, tal como se desprende tanto del título como de sus disposiciones expresas, la Ley 42 establece una participación mayor “a favor del Estado ecuatoriano” por parte de “compañías [como OEPC] que mantienen contratos de participación”.

509. A los fines de caracterizar la Ley 42, es suficiente para el Tribunal concluir, como lo hace ahora, que la participación de Ecuador en virtud de la Ley 42 “en los excedentes de los precios de venta de petróleo no pactados o no previstos” no constituye una regalía, ni un impuesto, ni un gravamen ni ninguna otra medida tributaria en los términos del Contrato de Participación.

510. Es, como su título lo indica, una decisión unilateral del Congreso Ecuatoriano para asignar al Estado Ecuatoriano un porcentaje definido de los ingresos obtenidos por compañías contratistas que, como OEPC, son titulares de un contrato de participación.

511. El Tribunal analizará la Ley 42 a continuación.

(iii) Análisis de la Ley 42

512. Para el Tribunal, el análisis de la Ley 42 debe comenzar con la determinación de la base sobre la que se calcularía la participación de OEPC en la exploración y la explotación de hidrocarburos en el Bloque 15. Las Cláusulas 8.1 y 8.5 del Contrato de Participación son muy claras en este sentido: PetroEcuador y OEPC pactaron que, a partir de mayo de 1999, OEPC recibiría una participación en la producción de petróleo crudo y que dicha participación se calcularía de la siguiente manera:

OCTAVA: PARTICIPACIÓN Y PROCEDIMIENTOS PARA LA ENTREGA.-

8.1 Cálculo de la Participación de la Contratista.- La Participación de la Contratista se calculará con la siguiente fórmula:

$$PC = \frac{X \cdot Q}{100}$$

en donde:

PC = Participación de la Contratista

Q = Producción Fiscalizada

X = Factor promedio, en porcentaje redondeado al tercer decimal, correspondiente a la Participación de la Contratista. Se calcula con la siguiente fórmula:

$$x = \frac{X1 \cdot q1 + X2 \cdot q2 + X3 \cdot q3}{q} + Y$$

en donde:

q = es la Producción Fiscalizada diaria promedio para el Año Fiscal correspondiente.

q1 = es la parte de q inferior a L1

q2 = es la parte de q comprendida entre L1 y L2.

q3 = es la parte de q superior a L2.

513. En cuanto a la Demandada, su participación se calcularía de la siguiente manera:

8.5 Participación del Estado en la producción: Iniciada la producción, la Participación del Estado, se calculará de la siguiente forma:

$$PE = \frac{(100-X) Q}{100}$$

en donde:

PE = Participación del Estado

X y Q están definidas en la cláusula 8.1

514. De conformidad con el Contrato de Participación, las participaciones de las partes estaban supeditadas exclusivamente al volumen de producción.

515. El Tribunal recuerda que el Contrato de Participación reemplazó un Contrato de Servicios celebrado entre las partes. Tal como explica el Sr. Albuja⁵⁷, según el modelo establecido en el Contrato de Servicios, la Demandada era la única propietaria del petróleo producido y de esa manera capturaba los ingresos mayores que derivaran de cualquier aumento en el precio del petróleo. Según el Sr. Albuja, durante las negociaciones del Contrato de Participación, OEPC propuso que las participaciones de las partes permanecieran supeditadas al volumen de producción, pero que también variaran con las fluctuaciones en el precio del petróleo. Esta propuesta fue rechazada por PetroEcuador. En palabras del Sr. Albuja. “insistieron en que, bajo un contrato de participación, [...] las participaciones de las partes solo podrían variar de acuerdo con el volumen de producción y no con el precio del petróleo”⁵⁸.

516. Como resultado, señala el Sr. Albuja, “Occidental aceptó el riesgo de que los precios de mercado de petróleo crudo permanecieran por debajo del precio hipotético por barril de \$15 y Petroecuador aceptó que cada parte se beneficiara como consecuencia de los futuros aumentos en los precios en relación con su volumen/participación definidas y que no recibiría más petróleo en caso de que el precio del petróleo aumentara”⁵⁹.

⁵⁷ El Sr. Albuja presentó cuatro declaraciones testimoniales por las Demandantes. Desde 1992 al 15 de mayo de 2006, trabajó para OEPC en Ecuador. Ver en particular, su Segunda Declaración Testimonial del 17 de septiembre de 2007. El Tribunal observa que la evidencia presentada por el Sr. Albuja no fue impugnada u opuesta por la Demandada.

⁵⁸ Segunda Declaración Testimonial de Fernando Albuja del 17 de septiembre de 2007, párrafo 8.

⁵⁹ *Ídem*, párrafo 9.

517. El Sr. Albuja agrega: “De acuerdo con lo que los negociadores de Petroecuador me informaron en aquel momento⁶⁰, las partes por consiguiente coincidían totalmente y comprendieron que Occidental asumiría todos los riesgos de los precios bajos, pero no recibiría una cantidad menor a lo que le corresponde según su participación, en caso de que los precios aumentaran”⁶¹.

518. Asimismo, el Tribunal observa que tanto antes como después de la finalización del Contrato de Participación, la Demandada sí acordó, en otros contratos de exploración y explotación de petróleo, supeditar los porcentajes de participación a las fluctuaciones en el precio del petróleo.

519. Es frente a estos antecedentes que, en el otoño de 2005, en un contexto de precios de petróleo más altos, la Demandada buscó revisar el acuerdo que había alcanzado con OEPG (y otras compañías petroleras) siete años antes y solicitó una renegociación del Contrato de Participación. Si bien las pruebas no son claras en torno al motivo por el que estas negociaciones no derivaron en un acuerdo entre las partes, es un hecho que fueron infructuosas.

520. En abril de 2006, poco después de que se declarara la caducidad, se sancionó la Ley 42 que, tal como fue señalado, supeditaba la participación de la Demandada en los ingresos del petróleo directamente a los precios del petróleo crudo, en flagrante

⁶⁰ El Sr. Albuja se refiere específicamente, en este sentido, a una declaración jurada presentada en el arbitraje del IVA por Patricio Larrea, a quien describe como el negociador principal de PetroEcuador (Ver Segunda Declaración Testimonial de Fernando Albuja del 17 de septiembre de 2007, párrafo 9).

⁶¹ Segunda Declaración Testimonial de Fernando Albuja del 17 de septiembre de 2007, párrafo 9.

contradicción con las Cláusulas 8.1 y 8.5 del Contrato de Participación reproducidas precedentemente, que establecen la participación de las partes en el petróleo producido sin hacer ninguna referencia al precio del petróleo⁶².

521. Si bien es cierto, tal como argumenta la Demandada (y de hecho, tal como admitieron las Demandantes), que la Cláusula 8.1 no contempla ninguna disposición que garantice los ingresos y que la Ley 42 no ha alterado el porcentaje de los volúmenes, el Tribunal considera que ello no ofrece una respuesta completa a la pregunta formulada por la Demandada en cuanto a si la Ley 42 debe ser tenida en cuenta o no para cuantificar los daños de las Demandantes.

522. Resulta claro para el Tribunal que, en el Contrato de Participación, las Demandantes aceptaron en forma consciente el riesgo de daños a su inversión ante un escenario de precios bajos y que la Demandada dejó de lado en forma consciente la oportunidad de incrementar su participación ante un escenario de precios altos. Este fue el acuerdo al que llegaron las partes y que fue reflejado en el Contrato de Participación.

523. La Ley 42, al tomar el 50% de los ingresos de OEPC generados por la producción en el Bloque 15 por encima del precio de referencia acordado, modificó radicalmente la participación de las partes pactada en la Cláusula 8.1. El Tribunal concuerda con la afirmación de las Demandantes de que “la Modificación de la Ley de Hidrocarburos

⁶² El Sr. Albuja afirmó que “[e]sta definición representaba una parte esencial del proceso [de negociación], debido a que, según el contrato de participación, haríamos todas las inversiones necesarias por nuestra propia cuenta y riesgo y nuestra participación en la producción sería nuestra única fuente de ingresos” (Ver Segunda Declaración Testimonial de Fernando Albuja del 17 de septiembre de 2007, párrafo 5). (Énfasis agregado)

afectó la esencia misma de los derechos adquiridos por OEPC en virtud del Contrato de Participación al modificar la fórmula de participación acordada de la Cláusula 8.1 para reducir la participación en la producción acordada por OEPC”.

524. Asimismo, el Tribunal observa que la Demandada, con la sanción de la Ley 42, eliminó del Contrato de Participación otro derecho de OEPC en virtud del Contrato de Participación. De conformidad con la Cláusula 5.3.2, OEPC tenía el derecho de “disponer libremente” de su participación. Lógicamente, ese derecho pierde todo sentido a menos que incluya el derecho de disfrutar “libremente” de los ingresos provenientes de dicha disposición. La Ley 42 extinguió ese derecho con respecto a la mitad de todos los ingresos generados por las ventas de OEPC a un precio excedente del precio de referencia.

525. Por lo tanto, el Tribunal concluye que con la sanción de la Ley 42, la Demandada modificó de manera unilateral y sustancial el marco contractual y legal que existía al momento en que las Demandantes negociaron y pactaron el Contrato de Participación y que, por lo tanto, viola la Cláusula 5.3.2 y la Cláusula 8.1 del Contrato de Participación.

526. Las significativas inversiones efectuadas por OEPC en Ecuador con posterioridad a la celebración del Contrato de Participación se basaron en las declaraciones explícitas formuladas por la Demandada durante la negociación del Contrato de Participación que en ese momento fueron materializadas en la participación acordada por las partes en las Cláusulas 8.1 y 8.5. El inversor, es decir OEPC, tenía motivos para esperar que este marco contractual se respetara y que no fuera modificado en forma unilateral por la Demandada.

527. En conclusión, la Ley 42 no cumple con el Contrato de Participación y frustra las expectativas legítimas de las Demandantes. Por lo tanto, dicha ley no cumple con la obligación de la Demandada, contenida en el Artículo II.3(a) del Tratado, de otorgar un trato justo y equitativo a la inversión de las Demandantes y ésta es la conclusión del Tribunal. En vista de ello, no es necesario que el Tribunal se pronuncie sobre si la Ley 42 es violatoria de otras disposiciones del Tratado.

528. Restan tres argumentos adicionales de la Demandada sobre los que el Tribunal debe pronunciarse. En primer lugar, la Demandada reclama que, al sancionar la Ley 42 en vista del aumento “asombroso e impredecible” en el precio del petróleo, no ha hecho “más que ejercitar su indiscutible autoridad soberana de captar ingresos para sus operaciones gubernamentales y el bienestar público”.

529. No hay duda alguna de que un Estado soberano tiene la facultad soberana indiscutida de sancionar leyes para obtener ingresos destinados al bienestar social, pero, como también está establecido, “el ejercicio de ese derecho no es inagotable y debe tener sus límites”⁶³. (Traducción del Tribunal)

530. Tal como señaló el tribunal en el laudo *ADC*, “el estado de derecho, que incluye las obligaciones que surgen de los tratados, establece dichos límites”⁶⁴. (Traducción del Tribunal) El tribunal en el caso *ADC* prosiguió con una conclusión que el presente Tribunal considera apropiada y la cual adopta:

⁶³ *ADC Affiliate Ltd. y ADC & ADMC Management Ltd. c. República de Hungría* (Caso CIADI No. ARB/03/16), Laudo del 2 de octubre de 2006, párrafo 423.

⁶⁴ *Ídem*.

Por lo tanto, cuando un Estado celebra un tratado bilateral de inversión como el del caso que nos ocupa, dicho tratado se vuelve obligatorio y las obligaciones de protección a la inversión que asumió en dicho tratado deben ser cumplidas y no ignoradas con el argumento posterior del derecho del Estado a dictar sus normas⁶⁵. (Traducción del Tribunal)

531. La Demandada también sostiene que la Cláusula 8.6 deja en claro que las Demandantes sabían que sus ingresos podían verse afectados negativamente por cambios en la legislación ecuatoriana y que pactaron que sólo serían indemnizadas frente a esos cambios en determinadas circunstancias bien definidas.

532. El Tribunal ya ha determinado que la Ley 42 no creó una regalía, ni un impuesto o gravamen. En estas circunstancias, dado que, como la propia Demandada ha señalado, “la Cláusula 8.6 sólo es aplicable si alguna medida cae dentro de su ámbito de aplicación”, no es necesario que el Tribunal se involucre en el debate de las partes en cuanto al sentido de la “economía” del Contrato de Participación a la que hace referencia la Cláusula 11.11 acerca de una “modificación del régimen tributario”.

533. La Demandada también sostiene que una sanción proporcionada para el incumplimiento de las Demandantes de su obligación de no transferir derechos en virtud del Contrato de Participación sin autorización habría sido la renegociación del Contrato de Participación, de modo que derivara en un resultado equivalente al que impuso la Ley 42 y que, con anterioridad a la caducidad, las Demandantes estaban preparadas para

⁶⁵ *Ídem*. El Tribunal es consciente, por supuesto, del reconocido principio de derecho internacional resumido en forma muy clara por el tribunal en el caso *Saluka (Saluka Investments BV c. República Checa*, Laudo Parcial del 17 de marzo de 2006, párrafo 255): “Ya es un principio establecido en el derecho internacional que los Estados no están obligados a pagar una compensación a un inversor extranjero cuando, durante el ejercicio normal de sus facultades regulatorias, adoptan en forma no discriminatoria, regulaciones de buena fe destinadas al bienestar general”. Sin embargo, la situación difiere cuando, como ocurre en el presente caso, el Estado está obligado por los términos del contrato que ha celebrado con el inversor. Dicho contrato es el que restringe el ejercicio por parte del Estado de sus facultades regulatorias.

reconocer el principio de un “mecanismo de para compartir precios el cual es sustancialmente similar al mecanismo de compartir precios contenido en el [...] Contrato de Participación del Bloque Tarapoa [...]” en un Contrato de Participación renegociado, tal como demuestra la carta acuerdo del 22 de febrero de 2006 celebrada entre OEPC y Andes Petroleum Ecuador Ltd⁶⁶.

534. En opinión del Tribunal, ambas afirmaciones son incorrectas porque omiten el simple hecho de que no existió una renegociación del Contrato de Participación. La pregunta básica que debe responderse en un ejercicio de valuación como el que nos ocupa, que se analizará más adelante, es “¿cuál es el valor de lo que las Demandantes realmente perdieron?” La pregunta no es “¿cuál es el valor de lo que las Demandantes podrían haber perdido si la historia hubiera sido diferente?” Responder a esta última pregunta, que es lo que efectivamente la Demandada invita al Tribunal a hacer, sería adentrarse en una especulación inadmisible sobre las condiciones de una posible renegociación. El Tribunal no puede saber cuáles habrían sido esas condiciones y, en particular, lo que las Demandantes habrían negociado a cambio del trato en cuestión. Por consiguiente, el Tribunal no puede tener en cuenta estos factores al determinar el valor justo de mercado de la inversión de las Demandantes.

535. Es por ello que el Tribunal considera que dicha carta acuerdo no demuestra claramente, como sostiene la Demandada, que “una división de ingresos extraordinarios muy próxima a la dispuesta en el Artículo 2 de la Ley 42 habría sido aceptada por las

⁶⁶ Anexo C-425 y Escrito Posterior a la Audiencia de la Demandada sobre la Ley 42 del 18 de diciembre de 2009, párrafos 44 y ss.

Demandantes como parte de una renegociación del Contrato de Participación⁶⁷”. Como mucho, constituye un acuerdo por parte de Andes de que OEPC tendría el “derecho de negociar con el Gobierno ecuatoriano [...] para resolver el Procedimiento de Caducidad” con la inclusión de términos prácticamente equivalentes a la Ley 42.⁶⁸ Pero como se ha señalado en el párrafo precedente, la renegociación del Contrato de Participación nunca ocurrió.

536. En consecuencia, tal como solicitaron las Demandantes, en Tribunal no tendrá en cuenta la Ley 42 para determinar el monto de sus daños.

(iv) Observaciones Finales

537. Pese esta conclusión, el Tribunal se siente constreñido a revisar el argumento de la Demandada según el cual el Tribunal debe considerar la Ley 42 porque al realizar la valuación del valor justo de mercado del Contrato de Participación, y al utilizar la analogía del comprador dispuesto a comprar y el vendedor dispuesto a vender, “cualquier comprador anuente habría utilizado la existencia de la Ley 42 para obtener una reducción del precio a pagarse por el Bloque 15 el 15 de mayo de 2006”.

538. En esencia, la Demandada sostiene que, ya sea en forma general como parte de un comportamiento comercial o en forma específica dados los requisitos de autorización, la Ley 42 debería ser considerada en la evaluación de lo que resultaría del Bloque 15 en una venta hipotética.

⁶⁷ *Ídem.*

⁶⁸ Anexo C-425, párrafos 2(b), (c) y (e).

539. El Tribunal concluye que este argumento padece de un defecto fundamental. Resulta obvio que un tercero hipotético no pagaría más de lo que se encuentre justificado por los posibles retornos sobre una inversión y que la Ley 42 tendría que aparecer en una evaluación de cuáles serían esos retornos (ya sea por el riesgo de su aplicación continuada o porque Ecuador insistiría en ello como un prerequisite para la autorización). Sin embargo, preguntar qué es lo que pagaría un inversor hipotético en virtud de la Ley 42, la cual el Tribunal ha caracterizado como violatoria del Contrato de Participación, es irrelevante para evaluar qué es lo que OEPC, cuyo contrato la protegía frente a factores como la Ley 42, realmente perdió. Cabe reiterar que la pregunta a responder no es “qué es lo que pagaría un comprador hipotético en las circunstancias actuales”, sino “qué perdieron las Demandantes”. El valor justo de mercado sirve como guía para responder a este interrogante, pero lo que debe calcularse es el valor del flujo de caja descontado del Contrato de Participación (es decir, del Bloque 15), sin incluir los incumplimientos (como por ejemplo, la Ley 42) de la Demandada.

540. En esencia, lo que este argumento plantea es que la respuesta a la pregunta “qué perdieron las Demandantes” es “el valor (determinado mediante el análisis de flujo de caja descontado) del Contrato de Participación, respecto del cual la Demandada prestó su consentimiento”; la respuesta a esa pregunta no es “una oportunidad de vender el Contrato de Participación a un tercero”. El error que comete Ecuador yace precisamente en enfocarse en esta última proposición.

541. Las Demandantes presentan este razonamiento de manera convincente al observar que “un Estado no puede reducir su responsabilidad por un acto improcedente [en este

caso, la expropiación/sanción desproporcionada a través de la declaración de caducidad] sobre la base de otro acto improcedente [la aplicación de la Ley 42 a OEPC en violación del Contrato de Participación]. [...] *Una herramienta de valuación como la analogía del comprador dispuesto a comprar no puede avasallar dicho principio*". La oración resaltada refuta de manera efectiva los argumentos de la Demandada basados en el valor justo de mercado y en el estándar del comprador/vendedor dispuesto. En particular, torna irrelevante su afirmación de que "[l]os tribunales internacionales [...] han notado que las empresas petroleras pueden esperar ser requeridas a hacer concesiones cuando los precios del petróleo suben significativamente y que dicho riesgo debería ser facturado en el valor que un comprador anuente estaría dispuesto a pagar": independientemente de lo común que pueda ser en general, OEPC específicamente (y todo comprador de su inversión) no tenía que esperar hacer esas concesiones y, por lo tanto, cumplir con la Ley 42 porque el Contrato de Participación la protegía precisamente de esas medidas. Una lógica similar refuta la proposición de que la capacidad de la Demandada de no aprobar una transferencia significa que la Ley 42 debe ser tomada en cuenta: frente a OEPC y todo comprador potencial de los derechos contemplados en el Contrato de Participación, la Ley 42 simplemente no forma parte de la ecuación.

542. Las conclusiones precedentes encuentran sustento en el derecho internacional. El punto de partida es el caso *American International*. Es importante citar el fragmento correspondiente en su totalidad:

Al evaluar el valor de empresa en marcha de una compañía en un punto anterior en el tiempo a los fines de establecer el monto apropiado de la compensación por nacionalización, es necesario – como ya ha sido señalado – excluir los efectos de los actos realizados por el Estado que implementó la nacionalización con

respecto a la compañía, actos que pueden haber depreciado su valor⁶⁹.
(Traducción del Tribunal)

543. Por otra parte, deberían considerarse cambios previos en las condiciones políticas, sociales y económicas generales que podrían haber afectado las perspectivas comerciales de la empresa a la fecha en que fue expropiada.

544. La fuerza de este pasaje debe ser aún mayor cuando “los actos realizados por el Estado que implementó la nacionalización con respecto a la compañía” son actos que constituyen en sí mismos un incumplimiento de un contrato entre el Estado y el inversor. El hecho de que la Ley 42 viola el Contrato de Participación significa que no puede ser relegada a la categoría de “cambios en las condiciones políticas, sociales y económicas generales”. Si bien, sin contar su incongruencia con respecto al Contrato de Participación, la Ley 42 posiblemente podría haber sido caracterizada como un cambio “contextual”, en el marco específico del Contrato de Participación no puede ser caracterizada de esa manera.

545. Esto es ilustrado con mayor claridad aún en el comentario de Marboe sobre el principio del caso *American International*:

Según esta perspectiva, es necesario distinguir las consecuencias negativas sobre el valor que fueron causadas por acciones del Estado de aquellas consecuencias negativas sobre el valor causadas por cambios en las condiciones políticas, sociales y económicas generales. *Las primeras deben excluirse de la valuación porque, de otro modo, el Estado se beneficiaría de sus propios actos. Sin*

⁶⁹ Ver *American International Group, Inc. y American Life Insurance Company c. República Islámica de Irán*, Laudo del 19 de diciembre de 1983, reimpresso en 4 Iran-US C.T.R. 96, página 107

*embargo, las últimas forman parte del riesgo comercial*⁷⁰. (Énfasis agregado)
(Traducción del Tribunal)

546. El fragmento resaltado deja en claro que relegar un acto indebido (es decir, incumplir con el Contrato de Participación mediante la aplicación de la Ley 42 a OEPC o su comprador) a la categoría de un cambio “contextual” o de “riesgo comercial” equivaldría a permitir a la Demandada beneficiarse de su propia conducta indebida, contrariamente a los principios generales de derecho internacional que lo prohíben expresamente. La implicancia necesaria que deriva de ello es que si una medida no es lícita (incluso si no lo es sólo frente a OEPC dada su protección frente a medidas como la Ley 42 en virtud del Contrato de Participación), debe ser entonces descontada a los fines de la valuación.

547. Por todas las razones que anteceden, el Tribunal no tendrá en cuenta la Ley 42 a los fines de su valuación del monto de la compensación de las Demandantes.

D. La Ley Interpretativa del IVA de Ecuador

1. Introducción

548. La Ley del IVA, también denominada Ley Interpretativa del IVA, fue sancionada por el Congreso de Ecuador el 3 de agosto de 2004, poco después de la publicación del Laudo del IVA el 2 de agosto de 2004. Su artículo único establece:

Interprétase el artículo 69-A de la Ley de Régimen Tributario Interno [...] en el sentido de que el reintegro del Impuesto al Valor Agregado, IVA, no es aplicable a la actividad petrolera en lo referente a la extracción, transporte y

⁷⁰ Irmgard Marboe, *Calculation of Compensation and Damages in International Investment Law* (Oxford University Press, 2009), párrafo 3.258.

comercialización de petróleo crudo, puesto que el petróleo no se fabrica, sino que se lo extrae de los respectivos yacimientos.

2. *Las excepciones procesales de la Demandada*

549. El Tribunal recuerda que ya ha desestimado las excepciones procesales iniciales de la Demandada mediante las cuales la Demandada argumentaba que las Demandantes no realizaron ningún reclamo basado en la Ley Interpretativa del IVA durante la etapa de determinación de la responsabilidad del presente arbitraje y que no podían objetar su legalidad como fundamento para reclamar su inaplicabilidad durante la etapa de determinación del monto de la compensación.

3. *El impacto de la Ley Interpretativa del IVA*

(a) *La posición de la Demandada*

550. La Demandada, haciendo eco de su posición con respecto a la Ley 42, sostiene que la Ley Interpretativa del IVA debe ser considerada en la determinación por parte del Tribunal del valor de la inversión de las Demandantes porque un “comprador hipotético habría adquirido su interés con posterioridad a la sanción de la Ley Interpretativa del IVA” y, por lo tanto, no habría tenido ninguna expectativa legítima de recibir reintegros por IVA.

551. Con respecto al Laudo del IVA, la Demandada afirma que la Ley Interpretativa del IVA busca clarificar cualquier ambigüedad que pueda haber existido con anterioridad al Laudo del IVA. La Demandada agrega que el Laudo del IVA no impedía – ni podía impedir – que Ecuador promulgara una interpretación oficial y definitiva de su propio derecho interno.

(b) La posición de las Demandantes

552. Las Demandantes no aceptan que la Ley Interpretativa del IVA, a la que también se refieren como una “medida que deprime el valor”, deba ser tenida en cuenta para determinar el monto de sus daños. Las Demandantes sostienen que la Ley Interpretativa del IVA viola los términos del Laudo del IVA, el Tratado y las normas directamente aplicables del Derecho de la Comunidad Andina. A continuación, se transcribe su sucinta argumentación:

En *primer* lugar, el Tribunal del IVA resolvió que los decretos del SRI por los cuales se rechazaban los reintegros de IVA a OEPC eran injustos, arbitrarios y discriminatorios y no cumplían con los Artículos II.1 y II.3(a) del Tratado. CE-180. Al convertir un decreto ejecutivo en una ley, Ecuador cambió la forma de su conducta ilícita, pero no el fondo de la cuestión

La Ley Interpretativa sobre el IVA no es menos discriminatoria que la práctica del SRI. Resulta claro que tanto el objetivo como el efecto de la ley fueron dejar de lado a un grupo específico de empresas extranjeras. Según el derecho internacional, no importa si Ecuador discrimina por medio de una ley, una reglamentación o un decreto. CA-268, *Artículos sobre Responsabilidad del Estado*, Art. 4.1 (“Se considerará acto del Estado según el derecho internacional el comportamiento de todo órgano del Estado, ya sea que ejerza funciones legislativas, ejecutivas, judiciales o de otra índole...”) El efecto es exactamente el mismo, al igual que el incumplimiento resultante del Artículo II.1 del Tratado.

Asimismo, la Ley Interpretativa sobre el IVA frustró en forma injusta y arbitraria las expectativas legítimas de OEPC de la misma manera que la práctica ilícita del SRI que tuvo la intención de codificar. Según el Tribunal del IVA, cuando las partes negociaron el Contrato de Participación, se reconoció y se comprendió mutuamente que OEPC recuperaría todo el IVA abonado al momento de la adquisición o de la importación de bienes y servicios utilizados para producir petróleo para la exportación. CA-18, *Occidental* ¶ 136. A los fines del derecho internacional, no importa si Ecuador frustró esa expectativa legítima por medio de una ley, una reglamentación o un decreto. El efecto es el mismo, al igual que el incumplimiento resultante del Artículo II.3(a) del Tratado.

En *segundo* lugar, el Tribunal del IVA sostuvo que el Artículo 4 de la Decisión N° 388 de la Comunidad Andina otorgó expresamente el derecho a OEPC a la devolución del “monto total” del IVA abonado “en la adquisición de las materias primas, insumos intermedios, servicios y bienes de capital, nacionales o importados, consumidos o utilizados en el proceso de producción, fabricación, transporte o comercialización de” petróleo para exportación. CA-348, *Decisión N° 388*, Art. 4.

La Decisión N° 388 es obligatoria para Ecuador. CA-350, *Tratado de Creación del Tribunal de Justicia de la Comunidad Andina*, Art. 2 (“Las Decisiones obligan a los Países Miembros desde la fecha en que sean aprobadas por el Consejo Andino de Ministros de Relaciones Exteriores o por la Comisión de la Comunidad Andina”). En consecuencia, Ecuador no podía derogar la Decisión N° 388, ya sea por ley, mediante una reglamentación, un decreto o de otro modo. CA-350, *Tratado de Creación del Tribunal de Justicia de la Comunidad Andina*, Art. 4 (Los Estados Miembros “se comprometen, asimismo, a no adoptar ni emplear medida alguna que sea contraria a dichas normas o que de algún modo obstaculice su aplicación”). Abundante jurisprudencia del Tribunal de Justicia de la Comunidad Andina ha reafirmado en varias oportunidades estos principios de aplicación directa y de supremacía del Derecho de la Comunidad Andina. CA-353, *Caso 51-AI-2002* 15; CA-349, *Caso 07-AI-98* 15; CA-352, *Caso 25-AI-2001* 17. (Énfasis en el original)

(c) ***Análisis y conclusión del Tribunal***

553. El 1 de julio de 2004, el Tribunal del IVA dictó su Laudo Definitivo (el “Laudo del IVA” definido precedentemente). Sus observaciones y conclusiones principales son muy importantes para el análisis del Tribunal.

554. El Tribunal del IVA determinó que Ecuador estaba obligado, en virtud del Tratado, a reembolsar el IVA a OEPC y que, además, OEPC tenía la expectativa legítima de que Ecuador le reembolsaría dichos impuestos porque la legislación ecuatoriana preveía ese reembolso en el momento en que OEPC realizó su inversión. El párrafo 196 del Laudo del IVA, en particular, es muy claro. En su parte relevante, señala lo siguiente:

El Tribunal concluye sobre este tema que, tal como fue señalado, OEPC asumió sus inversiones, incluida su participación en los acuerdos relativos al oleoducto, en un contexto legal y comercial que era cierto y predecible. Este contexto fue modificado, como una cuestión de interpretación legal y de políticas, y, como consecuencia, derivó en la violación del trato justo y equitativo. Esta violación se relaciona con los efectos de haber revocado las Resoluciones de Autorización y haber denegado reembolsos del IVA adicionales. [...]. (Énfasis agregado) (Traducción del Tribunal)

555. El Tribunal del IVA también determinó que OEPC tenía derecho al reembolso de todos los IVA abonados, que tal reembolso no estaba incluido en el Factor X del Contrato

de Participación y que los Decretos del SRI que rechazaban los reembolsos del IVA carecían “de efecto legal” porque Ecuador había violado sus obligaciones en virtud de los Artículos II.1 (discriminación), II.3(a) (trato justo y equitativo) y II.3(b) (arbitrariedad) del Tratado.

556. Exactamente un mes después de la emisión del Laudo del IVA, el 2 de agosto de 2004, el Congreso ecuatoriano adoptó la Ley Interpretativa del IVA. El Tribunal recuerda que su artículo único establece lo siguiente:

Interpretase el artículo 69-A de la Ley de Régimen Tributario Interno [...] en el sentido de que el reintegro del Impuesto al Valor Agregado, IVA, no es aplicable a la actividad petrolera en lo referente a la extracción, transporte y comercialización de petróleo crudo, puesto que el petróleo no se fabrica, sino que se lo extrae de los respectivos yacimientos. (Énfasis agregado)

557. Como la Ley Interpretativa del IVA fue adoptada 31 días después de la emisión del Laudo del IVA, resulta obvio para el Tribunal que la Ley Interpretativa del IVA fue una respuesta directa al Laudo del IVA con el que, tal como admite la Demandada, estaba “vehementemente” en desacuerdo.

558. Si bien la Ley Interpretativa del IVA fue presentada como un intento de clarificar la confusión identificada por el Tribunal del IVA, el hecho real es que la Ley Interpretativa del IVA logra el mismo efecto que los Decretos del SRI que el Tribunal del IVA había considerado violatorios de ciertas disposiciones del Tratado.

559. En el derecho internacional, un Estado puede ser considerado responsable de haber discriminado mediante una ley, regulación o decreto. El Artículo 4.1 de los Artículos sobre Responsabilidad de los Estados por Hechos Internacionalmente Ilícitos,

adoptados por la Comisión de Derecho Internacional, rige esta cuestión. Dicho Artículo establece:

Artículo 4. Comportamiento de los órganos del Estado

1. Se considerará hecho del Estado según el derecho internacional el comportamiento de todo órgano del Estado, ya sea que ejerza funciones legislativas, ejecutivas, judiciales o de otra índole [...]. [...]

[...]

560. En opinión del Tribunal, la Ley Interpretativa del IVA frustró de manera injusta y arbitraria las expectativas legítimas de las Demandantes precisamente de la misma forma en que lo hicieron los Decretos del SRI y, por lo tanto, viola el Tratado. Así, en lo que respecta a las Demandantes y la Demandada, la Ley Interpretativa del IVA carece de todo efecto jurídico y no debería ser tenida en cuenta como un factor que afecte el valor justo de mercado de la inversión de las Demandantes.

561. La Demandada también argumenta que el Laudo del IVA “en todo caso [...] es irrelevante para los efectos presentes” dado que:

[I]a cuestión relevante no es si OEPC hubiese tenido derecho a reembolsos del IVA si hubiese continuado operando en el Ecuador, sino si *un comprador hipotético del interés de OEPC en el Bloque 15* habría tenido dicho derecho. Y la respuesta a esa pregunta es no. Cualquier comprador tal habría adquirido su interés *después* de promulgada la Ley Interpretativa del IVA y por lo tanto, no habría podido pretender “expectativa legítima” de que se hicieran dichos reembolsos. (Énfasis en el original)

562. El Tribunal no concuerda con el razonamiento de la Demandada. Tal como fue demostrado en la sección anterior del presente Laudo⁷¹, la pregunta adecuada a ser respondida en un ejercicio de valuación como el que nos ocupa es “qué perdieron las

⁷¹ Ver supra, párrafo 539.

Demandantes”; la respuesta a la pregunta “qué perdieron las Demandantes” es “el valor (determinado mediante el análisis de flujo de caja descontado) del Contrato de Participación, respecto del cual la Demandada prestó su consentimiento”; la respuesta a esa pregunta no es “una oportunidad de vender el Contrato de Participación a un tercero”.

563. Asimismo, el Tribunal observa que cuando un comprador dispuesto a comprar determina el valor justo de mercado de los activos, se coloca en el lugar de OEPC y debe tener derecho a reclamar, invocar y ponderar todas las disposiciones del Contrato de Participación que OEPC negoció y acordó con PetroEcuador. El comprador hipotético dispuesto a comprar no está comprando un activo hipotético sino un activo existente, es decir, la inversión de las Demandantes en Ecuador que, en virtud del Contrato de Participación, incluía derechos a favor de las Demandantes que estaban protegidos por el Tratado.

564. Tal como el Tribunal resaltó precedentemente, *nullus commodum capere de sua injuria propria*: no puede permitirse que un Estado saque provecho de su propio acto indebido⁷². El resultado de la implementación de ese principio de derecho internacional ampliamente reconocido es que “los efectos de los actos realizados por el Estado que implementó la nacionalización con respecto a la compañía, actos que pueden haber depreciado su valor” (traducción del Tribunal) no deben ser considerados en la

⁷² Ver Bin Cheng, *General Principles of Law as Applied by International Courts and Tribunals* (Cambridge: Grotius Publications Limited, 1987), página 149; ver también *Tippetts, Abbott, McCarthy, Stratton c. TAMS-AFFA y otros*, Laudo del 22 de junio de 1984, reimpresso en 6 *Iran-U.S. C.T.R.* 219, páginas 227-228.

determinación de dicho valor⁷³. El Tribunal, aplicando dicho principio a los hechos del presente caso, concluye que no debe incluir a la Ley Interpretativa del IVA en su determinación del valor justo de mercado de la inversión de las Demandantes.

565. Existe un aspecto adicional de la Ley Interpretativa del IVA que las partes han abordado y que el Tribunal analizará a continuación y es si la Cláusula 8.6(e) del Contrato se vuelve aplicable en vista de las circunstancias del presente caso.

566. El Tribunal recuerda una vez más que las disposiciones pertinentes de la Cláusula 8.6 del Contrato de Participación establecen lo siguiente:

OCTAVA: PARTICIPACIÓN Y PROCEDIMIENTOS PARA LA ENTREGA.-

[...]

8.6 Estabilidad económica: En caso de que por acción del Estado Ecuatoriano o PETROECUADOR, ocurriera cualquiera de los eventos que se describen a continuación, que tenga consecuencias en la economía de este Contrato de Participación:

[...]

e. Cobro del Impuesto al Valor Agregado, IVA, conforme consta en el Oficio No. 01044 de 5 de octubre de 1998, que consta como Anexo No. XVI, mediante el cual la Dirección de Servicio de Rentas Internas manifiesta que las Importaciones que realice la Contratista para las operaciones del Bloque 15 bajo el esquema del Contrato de Participación, están gravadas con dicho tributo.

[...]

En los casos señalados en los literales a) y b), las Partes suscribirán contratos modificatorios, conforme se señala en la cláusula 15.2, a fin de restablecer la economía de este Contrato de Participación. Cuando se produzcan los eventos señalados en las letras c), d) y e) se incluirá un factor de corrección en los

⁷³ Ver *American International Group, Inc. y American Life Insurance Company c. República Islámica de Irán*, Laudo del 19 de diciembre de 1983, reimpresso en 4 Iran-US C.T.R. 96, página 107.

porcentajes de participación, que absorba el incremento o disminución de la carga económica, conforme al Anexo No. XIV. (Énfasis agregado)

567. Es claro que, para que el factor de corrección se aplique, debe entenderse que la Ley Interpretativa del IVA tiene consecuencias en la economía del Contrato de Participación. El Tribunal observa que las partes en el Contrato de Participación no especificaron, de manera alguna, como debían medirse tales consecuencias. Corresponden, por tanto, al Tribunal determinarlo, en el ejercicio de su discreción.

568. El Tribunal recuerda que el Laudo del IVA establecía que OEPC tenía “derecho al reembolso (del IVA) en virtud de la ley” y que “dicho reembolso no estaba incluido en el Contrato de OEPC”. (Traducción del Tribunal) El derecho de las Demandantes al reembolso del IVA ha sido eliminado por medio de la legislación. No hay duda, en opinión del Tribunal, que como consecuencia la Ley Interpretativa del IVA ha incrementado la carga económica de las Demandantes y, por tanto, ha tenido consecuencias en la economía del Contrato de Participación.

569. En consecuencia, todo comprador hipotético dispuesto a comprar los derechos de OEPC contemplados en el Contrato de Participación, con base en las observaciones y conclusiones del Tribunal del IVA⁷⁴, tendría derecho a aplicar un factor de corrección en los porcentajes de participación para absorber el aumento en su carga económica de conformidad con las Cláusulas 8.6 y el Anexo No. XIV del Contrato de Participación.

570. En resumen, el Tribunal considera que la Ley Interpretativa del IVA no debiera ser tomada en cuenta en su determinación del valor justo de mercado de los activos

⁷⁴ Ver, en particular, Laudo del IVA, párrafos 111-114.

adquiridos por Ecuador como resultado del Decreto de Caducidad. En forma alternativa, si es tenida en cuenta, el Tribunal puede presuponer la aplicación de un factor de corrección de conformidad con la Cláusula 8.6 del Contrato de Participación y su Anexo XIV que neutralizaría el efecto de la Ley Interpretativa del IVA y esa es la conclusión del Tribunal.

E. El Acuerdo de Farmout

1. Presentaciones Iniciales de las partes

(a) La posición de la Demandada

571. La Demandada afirma que cualquier cálculo de daños en favor de las Demandantes debe limitarse a un interés del 60% en el Bloque 15, en atención a la transferencia que efectuaron del 40% de su interés en el Contrato de Participación a AEC.

572. Según la Demandada, las Demandantes no tienen legitimidad para solicitar una compensación mayor que la que corresponde a su interés del 60% “restante” en el Bloque 15.

573. La Demandada también sostiene que en virtud del Acuerdo de Farmout, las Demandantes son propietarias sólo del 60% del Contrato de Participación y que, como resultado, sólo tienen derecho a percibir el 60% del total de las ganancias derivadas de su inversión. Según la Demandada, en vista de las circunstancias, un laudo que le otorgue a las Demandantes una compensación con base en un interés del 100% en el Bloque 15 supone un riesgo de doble enjuiciamiento:

[S]i las Demandantes fuesen a cobrar del Ecuador las pérdidas atribuibles al interés de AEC o Andes en el Bloque 15, el Ecuador estaría expuesto a un

posible doble enjuiciamiento por las mismas supuestas pérdidas, lo cual violaría el principio de *ne bis in idem* (“no dos veces por lo mismo”). No puede eliminarse la posibilidad de que AEC y/o Andes en algún momento entablen demanda contra el Ecuador por la pérdida de su inversión en un proceso aparte, bajo cualquier teoría — aunque dichas demandas fuesen injustas. Debido a que AEC y Andes no son partes de este arbitraje, ellas podrían potencialmente alegar que no están vinculadas por su resultado y que cualquier recuperación lograda por OEPC no debería atribuírseles. La única forma de eliminar este riesgo de daños dobles es que este Tribunal niegue a las Demandantes la recuperación por montos atribuibles al interés de AEC o Andes⁷⁵.

574. Según la Demandada, el argumento presentado por las Demandantes de que OEPC era el único titular del 100% de los derechos contemplados en el Contrato de Participación es “incorrecto”. La Demandada resalta que AEC pagó la contraprestación correspondiente a OEPC por su adquisición de un interés económico del 40% en el Bloque 15 y que OEPC se estaría enriqueciendo injustamente si ahora recibiera, además, una compensación que represente el 100% del valor justo de mercado del Contrato de Participación.

(b) La posición de las Demandantes

575. Las Demandantes no aceptan el argumento de la Demandada entorno a que sólo tienen derecho a reclamar el 60% del valor del Contrato de Participación. Según las Demandantes, como único titular de los derechos contemplados en el Contrato de Participación, OEPC cuenta con legitimidad para reclamar el 100% de la compensación. Las Demandantes caracterizan el argumento de la Demandada sobre legitimidad como una objeción tardía a la jurisdicción del Tribunal que debería haber sido presentada a más tardar cuando la Demandada presentó su Memorial de Contestación sobre Responsabilidad.

⁷⁵ Ver Contramemorial sobre *Quantum* y Memorial sobre Daños de las Reconvenciones de la Demandada, párrafo 49.

576. Las Demandantes sostienen que, en cualquier caso, OEPC siempre fue el único titular de los derechos contemplados en el Contrato de Participación y que ambas Demandantes tienen derecho al 100% del valor de dichos derechos.

577. Las Demandantes hacen hincapié en que el fundamento de sus reclamos es la titularidad exclusiva de OEPC de los derechos contemplados en el Contrato de Participación. Así, según las Demandantes, si bien OEPC debe cumplir sus obligaciones contractuales frente a AEC (ahora Andes), ello no le confiere a AEC titularidad alguna sobre los derechos establecidos en el Contrato de Participación.

578. En cuanto a las acusaciones presentadas por la Demandada de enriquecimiento ilícito y doble enjuiciamiento, las Demandantes las refutan de la siguiente manera:

Primero, no hay riesgo de enriquecimiento ilícito. OEPC siempre ha sido el único titular de los derechos en virtud del Contrato de Participación, y continúa teniendo responsabilidad contractual frente a Andes por exigir a OEPC el pago a Andes de un monto equivalente al 40% de la indemnización asignada en este arbitraje. Por lo tanto, como en el caso de *Enron*, OEPC detenta el 100% del capital y del pasivo relacionado, y no hay riesgo de un imprevisto inadecuado. Si se asigna a los Demandantes el 100% del valor del Contrato de Participación, les quedará sólo el 60% después de cumplir con su obligación contractual frente a Andes.

Segundo, no hay riesgo de violar el principio de no juzgar dos veces a Ecuador. Cuando se dicte el laudo, Andes podrá hacer valer su derecho contractual al pago contra OEPC. Sin embargo, Andes no tiene derechos en virtud del Contrato de Participación y no podría hacer un reclamo en virtud de dicho Contrato contra Ecuador. En todo caso, la resolución escrita redactada claramente por el Tribunal en su laudo estableciendo que se asigna la indemnización por el 100% de los derechos en virtud del Contrato de Participación indiscutiblemente evitaría reclamos futuros de parte de Andes. (Énfasis en el original)

579. Las Demandantes afirman que la cuestión del 40% de la “responsabilidad Farmout”, como la llaman las Demandantes, da lugar, básicamente, a dos preguntas fundamentales: (i) una es determinar si la naturaleza de la “responsabilidad Farmout” es

una obligación contractual de OEPC frente a AEC, en contraposición a un derecho de propiedad de AEC en el Contrato de Participación con Ecuador o el petróleo del Bloque 15; y (ii) la otra es determinar si OEPC seguía teniendo una “responsabilidad Farmout” con posterioridad a la declaración de caducidad y hasta el presente.

580. Las Demandantes responden a sus propias preguntas de la siguiente manera: como consecuencia del Farmout, AEC no adquirió ningún derecho de propiedad respecto del Contrato de Participación o del petróleo del Bloque 15, mucho menos un derecho “a perpetuidad”. Las Demandantes también resaltan que su “responsabilidad Farmout” “no desapareció con la caducidad”.

581. El Tribunal resalta el petitorio definitivo presentado por las Demandantes sobre este tema: “el Tribunal podría salvaguardar plenamente los intereses de Ecuador en este sentido dejando sentado en el laudo que los daños y perjuicios de los Demandantes corresponden al 100% del valor de los derechos del Contrato de Participación. Tan pronto como los Demandantes paguen a AEC su participación del 40% en el laudo, sus reclamos contra OEPC bajo el Acuerdo de Farmout habrán quedado totalmente cumplidos, de manera que AEC no podría tener derecho a ningún nuevo reclamo”.

2. *Dictum de la Corte Permanente de Justicia Internacional en el Caso Chorzów Factory*

(a) *Introducción: Dictum en el Caso Chorzów Factory*

582. El Tribunal observa que ambas partes se han basado, a los fines de respaldar sus conclusiones diametralmente opuestas, en el *dictum* frecuentemente citado de la Corte Permanente de Justicia Internacional en el caso *Chorzów Factory*.

583. Antes de señalar sus conclusiones sobre lo que debería excluirse o no de la compensación de las Demandantes en función del Acuerdo de Farmout, el Tribunal considera útil citar dicho *dictum* y luego resumir las diferentes interpretaciones presentadas por las partes.

584. El *dictum* establece lo siguiente:

Al abordar esta pregunta, debe observarse en primer lugar que, para estimar el daño provocado por un acto ilícito, sólo debe tenerse en cuenta el valor de la propiedad, de los derechos y de los intereses que han sido afectados y cuyo titular es la persona en cuyo nombre se reclama la compensación, o el daño hecho a quien debe servir como medio para medir la reparación reclamada. Este principio, que es aceptado en la jurisprudencia de los tribunales arbitrales, tiene el efecto, por un lado, de excluir del daño a ser estimado, el perjuicio resultante para terceras partes del acto ilícito y, por otro lado, de no excluir del daño el monto de las deudas y demás obligaciones por las cuales la parte perjudicada es responsable. El daño sufrido por Oberschlesische con respecto al emprendimiento de Chorzów es por lo tanto equivalente al valor total - pero sólo a este total - de la propiedad, los derechos y los intereses de esta Compañía en ese emprendimiento, sin deducir el pasivo⁷⁶. (Énfasis agregado)

(b) La interpretación de la Demandada

585. La Demandada comienza por reiterar el principio *Chorzów* y afirma que debería aplicarse al presente caso:

El principio *Chorzów* aplica plenamente a este caso. Los daños de las Demandantes quedan limitados a la pérdida *personal y real* de ingresos por la pérdida de su inversión. Como las Demandantes, luego del Convenio Farmout, solamente se beneficiaban del 60% de los lucros del Bloque 15, sus daños se limitan a la pérdida correspondiente a su interés económico en el Bloque 15. (Énfasis en el original)

586. La Demandada insiste en el hecho de que, tal como dispone expresamente el Artículo 2.02 del Acuerdo de Farmout, OPEC sólo “gozará de todos los derechos y

⁷⁶ *Case concerning the Factory at Chorzów* (Reclamo de Indemnización) (Fondo), C.P.J.I. Serie A, N° 17 (Decisión del 13 de septiembre de 1928), página 31.

beneficios atribuibles a dicho interés del 60%” al cierre. Es más, OEPC no podría, incluso con anterioridad a la caducidad, haber vendido el 100% de los derechos a un comprador dispuesto a comprar, dado que el 40% ya había sido pagado y adquirido por AEC. Por lo tanto, según la Demandada, “[d]ebido a que [...] AEC pagó debida consideración a OEPC por su adquisición de un interés económico de 40% en el Bloque 15 por la primera, OEPC quedaría injustamente enriquecida si ahora recibiese, además, daños que representan el 100% del justiprecio de mercado del Contrato de Participación”.

587. La Demandada agrega que incluso si el Tribunal aceptara la afirmación de las Demandantes de que “AEC adquirió nada más que un derecho contractual contra OEPC a recibir de OEPC el 40% de la producción del Bloque 15” ello sería caracterizado como una inversión dado que en virtud del Artículo 1c) del TBI celebrado entre Ecuador y China, una “inversión” incluye reclamos de dinero y todo derecho que tenga un valor económico. Sobre este punto, la Demandada manifiesta:

[...] Como resultado de ello, el interés económico de 40% de AEC/Andes es una inversión distinta a la inversión de las Demandantes. Dicha inversión no está protegida por el Tratado porque no pertenece a empresas o nacionales estadounidenses. En cuanto a OEPC, solamente puede reclamar, a nombre propio, el valor de su inversión reducida.

Consecuentemente, como el Ecuador explicara en su última entrega, la caducidad afectó dos inversiones de dos inversionistas separados. Si la caducidad fuese determinada como siendo una violación de las obligaciones internacionales del Ecuador, los inversionistas podrían reclamar compensación, separadamente, por sus propios daños personales.

588. En opinión de la Demandada, el concepto de “Responsabilidad Farmout” fue inventado por las Demandantes para respaldar su posición:

Las Demandantes, para beneficiarse del principio establecido por el caso *Chorzów* (que dispone que las responsabilidades no deben deducirse de los daños de la parte lesionada), sencillamente han inventado el concepto de

“Responsabilidad Farmout” que continuaría siendo adeudado a AEC/Andes después de la caducidad. Las Demandantes no han logrado indicar una sola cláusula en el Convenio Farmout que establezca tal responsabilidad.

589. En resumen, la Demandada considera que OEPC, al transferir el 40% de sus derechos a AEC de conformidad con el Acuerdo de Farmout, sólo puede reclamar el 60% restante de los derechos de que era titular al momento de declararse la caducidad.

(c) *La interpretación de las Demandantes*

590. Las Demandantes resumieron su posición de la siguiente manera, en forma congruente, en su opinión, con el *dictum* de la Corte Permanente de Justicia Internacional:

Es ley internacional establecida que las obligaciones y responsabilidades contractuales por las cuales la parte perjudicada sigue siendo responsable no deben quedar excluidas de sus daños compensables. Sólo cuando un tercero tiene un derecho de titularidad en la inversión, el daño compensable debe reducirse en la medida del derecho de titularidad de ese tercero.

591. Basándose en este marco teórico, las Demandantes agregaron que sólo existen dos preguntas para el Tribunal, a saber:

(a) Si la Responsabilidad Farmout tiene la naturaleza de una obligación contractual de OEPC frente a AEC (por oposición a un derecho de propiedad de AEC en el Contrato de Participación celebrado con Ecuador o en el petróleo del Bloque 15);

y

(b) Si OEPC continuaba teniendo la Responsabilidad Farmout después de la caducidad y hasta el presente.

592. En respuesta a estas preguntas, las Demandantes argumentan que AEC no adquirió, como resultado del Acuerdo de Farmout, el título legal o la propiedad real del Contrato de Participación. En realidad, sólo adquirió “un derecho contractual a reclamar cierta parte de la producción a OEPC”. Las Demandantes agregan que dicha

responsabilidad contractual de OEPC hacia AEC permaneció en cabeza de OEPC con posterioridad a la caducidad.

593. Asimismo, las Demandantes sostienen que incluso si el Tribunal concluyera que AEC es titular beneficiario del 40% de los derechos e intereses que surgen del Contrato de Participación ello no tendría ninguna importancia dado que no existe ningún principio en el derecho internacional, según las Demandantes, que restrinja la legitimidad de los “titulares beneficiarios”. Las Demandantes sostienen que el reclamo de la Demandada de que sólo el titular beneficiario de una inversión puede reclamar una indemnización de conformidad con el derecho internacional es irrelevante dado que OEPC es titular del 100% de los derechos que surgen del Contrato de Participación.

594. En consecuencia, las Demandantes concluyen que tienen derecho a recibir el valor justo de mercado total del Contrato de Participación.

3. Presentaciones adicionales de las partes

595. El 6 de octubre de 2011, durante la deliberaciones del Tribunal, el Presidente, a nombre del Tribunal, se dirigió a las partes como sigue:

Los miembros del Tribunal continúan deliberando intensamente. El Tribunal lamenta que su decisión se haya demorado más de lo que hubiera deseado. No obstante ello, en sus extensas presentaciones escritas y orales, las partes han planteado al tribunal un sinnúmero de cuestiones de hecho y de derecho que el Tribunal debe analizar y decidir. El Tribunal confía en que sus deliberaciones concluirán a la brevedad y poco después se emitirá una decisión.

Recientemente, el Tribunal se abocó al análisis de una cuestión que, a su entender, no ha sido abordada en profundidad por ninguna de las partes en sus presentaciones anteriores. Esta cuestión se refiere a la interpretación del Acuerdo Farmout y el Contrato de Operación Conjunta.

La Demandada alega (Memorial de Contestación sobre Daños, párrafo 43; Escrito sobre Daños posterior a la Audiencia, párrafo 127) que el cálculo de daños (si los hubiera) que le correspondan a las Demandantes bajo estas circunstancias debe limitarse al 60% de la participación en el Bloque 15 debido a la transferencia por parte de las Demandantes a AEC del 40% de los intereses que les correspondían según el Contrato de Participación, transferencia ésta que se efectuara en virtud del Acuerdo de Farmout. Las Demandantes rechazan el argumento de la Demandada (Réplica sobre Daños, párrafos 207-208; Escrito de Daños Posterior a la Audiencia, párrafo 15).

La cláusula de ley aplicable del Acuerdo de Farmout establece:

“Este Contrato se regirá y se interpretará y aplicará de acuerdo con las leyes del Estado de Nueva York, Estados Unidos de América, excluyéndose cualquier selección de reglamento de derecho o conflicto con principios de derechos que refiriesen el asunto a las leyes de otras jurisdicción, excepto en la medida que las leyes de Ecuador requieran la aplicación de las leyes de Ecuador a los Contratos Participativos y al Bloque 15 u otra propiedad situada u operaciones o actividades realizadas en Ecuador”.

El Tribunal observa que las Demandantes alegan que la transferencia del “interés económico” a AEC no constituiría una cesión de conformidad con las leyes de Nueva York y, como resultado, no se violó la cláusula de prohibición de cesión del Artículo 16(1) del Contrato de Participación (Memorial de Responsabilidad, párrafo 244). Por consiguiente, las Demandantes no analizaron los efectos y validez de una cesión (suponiendo que efectivamente se hubiera producido una cesión como resultado del Acuerdo de Farmout y el Contrato de Operación Conjunta) en violación del Artículo 16(1) del Contrato de Participación y el Artículo 79 de la Ley de Hidrocarburos. Las Demandantes tampoco analizaron las leyes del Ecuador y de Nueva York en la materia.

El Tribunal señala asimismo que la Demandada que las leyes de Nueva York son irrelevantes a fin de determinar si una cesión conforme al Acuerdo de Farmout y el Contrato de Operación Conjunta (de haber existido) constituye una violación del derecho ecuatoriano (Memorial de Contestación sobre Responsabilidad, párrafo 185).

En síntesis, en sus escritos sobre daños, ninguna de las partes se refirió a los efectos del Artículo 79 de la Ley de Hidrocarburos o el Artículo 16(1) del Contrato de Participación en el supuesto de que se hubiera producido una cesión de derechos como resultado del Acuerdo de Farmout y el Contrato de Operación Conjunta.

El Tribunal ahora invita a las partes a asumir que se produjo una cesión de derechos como resultado del Acuerdo de Farmout y el Contrato de Operación Conjunta. En base a tal supuesto, se solicita a las partes que realicen un análisis detallado de los efectos de una cesión de derechos conforme a un contrato sujeto a las leyes de Nueva York (es decir, el Acuerdo de Farmout y el Contrato de Operación Conjunta) en violación de la cláusula de prohibición de cesión incluida en un contrato sujeto a las leyes del Ecuador (es decir, el Artículo 16(1)

del Contrato de Participación) y en violación del Artículo 79 de la Ley de Hidrocarburos. Asimismo, se solicita a las partes analizar tanto las leyes de Nueva York como el derecho ecuatoriano y hacer las presentaciones correspondientes, incluso si una o ambas partes consideran que, por algún motivo, las leyes de Nueva York y/o el derecho ecuatoriano pudieran ser irrelevantes a los fines de determinar los efectos del Acuerdo de Farmout y el Contrato de Operación Conjunta.

596. Siguiendo las instrucciones del Tribunal, el 3 de noviembre y el 22 de noviembre de 2011, las partes presentaron simultáneamente al Tribunal sus escritos en este sentido.

A continuación se resume el contenido de tales escritos.

(a) Presentaciones adicionales de la Demandada

597. En sus Presentaciones Adicionales, la Demandada manifestó que tanto el derecho del Ecuador como las leyes de Nueva York avalan su postura de que a las Demandantes les corresponde sólo el 60% de los daños reclamados. La Demandada alega que la nulidad contemplada en el Artículo 79 de la LHC no se aplica *de pleno derecho* (en forma automática) sino que, por el contrario, el Artículo 1699 del Código Civil del Ecuador exige una orden judicial que declare la nulidad absoluta. La Demandada alega que nadie solicitó que se declare la nulidad conforme al Artículo 79 y que ningún juez ha declarado tal nulidad. Ofreció la siguientes traducciones de los Artículos 1698 y 1699, enumerando una cantidad de casos que, en su opinión, confirman los principios planteados:

1698: ... the nullity produced by the omission of any requirement or formality which the law demands for certain acts and contract to be valid, in consideration to their nature, and not to the quality or status of the persons who execute or agree to them, are absolute nullities”

Texto original: “La nulidad producida por un objeto o causa ilícita, y la nulidad producida por la omisión de algún requisito o formalidad que las leyes prescriben para el valor de ciertos actos o contratos, en consideración a la naturaleza de ellos, y no a la calidad o estado de las personas que los ejecutan o acuerdan, son nulidades absolutas.”

1699: “The absolute nullity can and shall be declared by the judge, even if nor party so requests, when it manifestly arises from the act or contract; it may be claimed by anyone having an interest to do so, excepting those who have performed the act or contract knowing or under the duty to know the vice invalidating it; it may also be claimed by the Public Ministry, for the benefit of morals or of the law; and it cannot be cured by ratification of the parties, nor by the passing of a period of time of less than fifteen years.”

Texto original: “La nulidad absoluta puede y debe ser declarada por el juez, aún sin petición de parte, cuando aparece de manifiesto en el acto o contrato; puede alegarse por todo el que tenga interés en ello, excepto el que ha ejecutado el acto o celebrado el contrato, sabiendo o debiendo saber el vicio que lo invalidaba; puede asimismo pedirse por el ministerio público, en interés de la moral o de la ley; y no puede sanearse por la ratificación de las partes, ni por un lapso que no pase de quince años”.

598. La postura de la Demandada es que la nulidad contemplada en el Artículo 79 es simplemente una defensa que se podría plantear ante un reclamo de Andes o AEC en su contra. Sin embargo, si se declarara, tendría efectos retroactivos y la transferencia sería nula *ex tunc*. La Demandada señala que las Demandantes, en calidad de parte que realizó el acto o celebrado el contrato a pesar de que conocía o debía conocer el vicio que lo invalidaba, no puede solicitar la declaración de nulidad.

599. En cuanto a las leyes de Nueva York y del Ecuador, la Demandada manifiesta que éstas son irrelevantes a los fines del cálculo de daños que le corresponden a las Demandantes (si los hubiera), que sólo se puede determinar conforme al derecho internacional. Por consiguiente, la Demandada reitera sus consideraciones respecto de la aplicación del derecho internacional a la cuestión de los daños. En particular, la Demandada afirma que ningún comprador habría pagado un precio basado en el 100% del valor justo de mercado del Bloque 15. En efecto, las participaciones de las Demandantes en el Bloque 15 representaban el 60% de su valor justo de mercado, y, por

consiguiente, las pérdidas no pueden exceder el 60% de su valor. Las Demandantes no pueden reclamar por las pérdidas sufridas por Andes o AEC, si las hubiera.

600. La Demandada reitera asimismo el argumento de que el otorgamiento a las Demandantes de una indemnización sobre la base del 100% del Valor Justo del Mercado conllevaría a un enriquecimiento injusto, ya que las Demandantes ya han recibido el pago correspondiente al 40% de la participación en el Bloque 15, de modo tal que recibiría una doble compensación. Asimismo, la Demandada cita el principio de derecho internacional que prohíbe a las Demandantes beneficiarse de su propio proceder ilícito.

601. En cuanto a las leyes de Nueva York, la Demandada sostiene que no existe ningún requisito que obligue a un tribunal de Nueva York a anular la cesión ilegal efectuada por las Demandantes. La Demandada sostiene que los tribunales de Nueva York no ignorarían la cláusula de ley aplicable, y por lo tanto reconocerían que el Contrato de Participación, el Bloque 15 y las operaciones en el Ecuador deben regirse por el derecho ecuatoriano. No obstante, alegan también que conforme a las leyes de Nueva York (i) una cesión o contrato ilegal no son automáticamente nulos, (ii) las Demandantes no pueden beneficiarse de su propio acto ilícito (citando *Southwestern Shipping Corp. c. National City Bank* 6 NY.2d 454), y (iii) la anulación del contrato no es automática y requiere un pronunciamiento judicial que no se ha obtenido en este caso. Asimismo, la Demandada considera que los tribunales de Nueva York son renuentes a anular contratos que reflejan la voluntad de las partes sobre la base de la ilegalidad conforme a leyes extranjeras y cita *Peregrine Myanmar Ltd. c. Segal* 89 F.3d 41 en respaldo de esa posición.

602. En respuesta a las consideraciones de las Demandantes respecto del derecho de Nueva York, la Demandada propone que los tribunales de Nueva York han interpretado “nulo” como “anulable”, y citan *Lynbrook c. Cadoo* 252 NY 308 y *St. George Seaport Assoc. c. CSX Realty Inc.* 1991 US Dist LEXIS 15463.

603. Por último, la Demandada señala que el Artículo 79 de la LHC y la Cláusula 16 del Contrato de Participación no se pueden analizar en forma aislada al considerar su posición general. En este sentido, la Demandada rechaza la propuesta de compensación de las Demandantes y señala que sus únicas opciones ante una cesión no autorizada son declarar la Caducidad o no hacer nada.

(b) Presentaciones adicionales de las Demandantes

604. En sus Presentaciones adicionales, las Demandantes afirman que tanto conforme al derecho ecuatoriano como a las leyes de Nueva York, una cesión no autorizada sería nula o no tendría efectos y, por consiguiente, las Demandantes siguen siendo titulares del 100% del valor del Bloque 15

605. Esta afirmación se basa en la aplicación del Artículo 79 de la LHC. Las Demandantes se remiten a las pruebas de los expertos y los escritos de las partes como prueba de un consenso en el sentido de que por efecto del Artículo 79, la transferencia “no existe” y no tiene efectos jurídicos. Las Demandantes también señalan que el Decreto de Caducidad establece que de conformidad con los Artículos 9 y 10 del Código Civil del Ecuador, los actos prohibidos por ley son nulos.

606. Las Demandantes alegan que la nulidad impuesta por el Artículo 79 es automática y obligatoria. Rechazan el argumento de la Demandada de que es necesaria una declaración para que opere la nulidad. Las Demandantes consideran que el Artículo 79 impone un “elemento esencial” de la formalidad solemne de escritura pública necesaria para dar “vida” a este acuerdo y que, sin autorización Ministerial, la transferencia automáticamente se consideraría “inexistente”.

607. En cuanto a las leyes de Nueva York, la posición de las Demandantes es que un tribunal de Nueva York aplicaría el derecho ecuatoriano de conformidad con la cláusula de ley aplicable del Acuerdo de Farmout y así concluiría que no se produjo ninguna cesión. Las Demandantes también señalan que un tribunal de Nueva York invalidaría una cesión con el objeto de transferir derechos sujetos a una cláusula de prohibición de cesión (citando *Allhusen c. Caristo Const. Corp.* 303 NY 446 y otros tanto casos en tal sentido). Como la Cláusula 16.1 contenía una prohibición de cesión, las Demandantes afirman que el derecho de Nueva York no reconocería una cesión en violación de dicha cláusula.

608. Las Demandantes señalan que incluso si la cesión fuera inválida conforme al derecho de Nueva York y del Ecuador, las restantes disposiciones de los Contratos de Farmout y de los Acuerdos Operativos se mantienen vigentes entre OEPC y AEC, citando tanto jurisprudencia y derecho de Nueva York y el Artículo 8.05 del Acuerdo de Farmout en respaldo de esta postura.

609. Las Demandantes también alegan que, independientemente de la vigencia de la cesión, no existe ninguna relación contractual entre AEC y Ecuador, de modo tal que AEC jamás podría reclamar al Ecuador una indemnización por sus pérdidas. Lo único

que tuvo o ha tenido AEC son derechos contractuales frente a OEPC, y cualquier acción de indemnización de daños podría plantearse únicamente contra OEPC. En tal sentido, las Demandantes insisten en que en todo momento siguieron siendo titulares del 100% del Contrato de Participación y responsables por todas las obligaciones allí establecidas. Por consiguiente, de conformidad con el derecho internacional, las Demandantes consideran que tienen derecho a una indemnización por daños equivalente al 100% del valor del contrato. Las Demandantes también reiteran sus argumentos anteriores relativos al caso *Chorzow* respecto del efecto de derechos contractuales privados de terceros y rechazan la posición de la Demandada respecto de la aplicación del derecho internacional.

610. Por último, las Demandantes enfatizan que el otorgamiento del 100% de los daños reclamados no implicaría una ganancia excesiva para las Demandantes, ya que ellas son responsables por el 40% de cualquier indemnización a Andes conforme a la Carta Acuerdo de Andes de febrero de 2006. En respuesta al argumento de la Demandada de que ya han percibido el pago por la participación del 40%, las Demandantes afirman que sólo han recibido el pago por el petróleo entregado y no por el petróleo futuro. Por el contrario, de conformidad con las Demandantes, una indemnización de daños equivalente a menos del 100% importaría un enriquecimiento ilícito para la Demandada, que confiscó el 100% de las operaciones y dejaría a las Demandantes “sin plena indemnización” de todos los daños y perjuicios ya que mantendrían su responsabilidad para con Andes.

611. Las Demandantes sugieren que el Artículo 79(2) significa que el Ecuador tiene derecho a deducir un monto equivalente al monto del cargo de transferencia, un segundo cargo en lugar de la renegociación del contrato y una multa por incumplimiento de los

requisitos contractuales y legales. Las Demandantes alegan que el monto oscilaría entre US\$1.071.000 y US\$11.771.000.

4. Análisis y conclusión del Tribunal

(a) Introducción

612. El Tribunal ha analizado muy cuidadosamente los elaborados argumentos escritos y orales de ambas partes respecto de esta cuestión, incluidas las Presentaciones Adicionales efectuadas en noviembre de 2011 y las declaraciones hechas ante el Tribunal en la audiencia de Londres el 12 de abril de 2012.

613. El Tribunal ahora analizará a la cuestión central que, en su opinión, una vez desmenuzadas las complejas ramificaciones legales de los argumentos de las partes, se puede resumir de la siguiente manera: ¿La celebración del Acuerdo de Farmout entre OEPC y AEC el 1 de octubre de 2000 (junto con el Contrato de Operación Conjunta) le permite al Ecuador, luego de la caducidad, compensar a OEPC sólo por el 60% de su participación en el Bloque 15 o Ecuador está legalmente obligado a indemnizar a OEPC por el 100% de su interés en el Bloque 15, ya que fue eso precisamente lo que adquirió mediante la dictación del Decreto de Caducidad?

614. En otras palabras, la cuestión central a plantearse en esta sección es si una cesión a AEC de un 40% de interés sobre el Bloque 15 se materializó a través de los Acuerdos de Farmout (el Acuerdo de Farmout y el Contrato de Operación Conjunta) o si la pretendida cesión fue nula y, por consiguiente, sin efectos legales. En el primero de los casos, OEPC tendría derecho a recuperar el 100% del valor definido del Bloque 15 bajo

los principios relevantes de derecho internacional, mientras que en el último de los casos recuperaría sólo el 60%⁷⁷.

615. Antes de abordar esta cuestión, cabe reiterar la cláusula de ley aplicable (cláusula 7.02) del Acuerdo de Farmout:

Este Contrato se registrará y se interpretará y aplicará de acuerdo con las leyes del Estado de Nueva York, Estados Unidos de América, excluyéndose cualquier selección de reglamento de derecho o conflicto con principios de derechos que refiriesen el asunto a las leyes de otras jurisdicción, excepto en la medida que las leyes de Ecuador requieran la aplicación de las leyes de Ecuador a los Contratos Participativos y al Bloque 15 u otra propiedad situada u operaciones o actividades realizadas en Ecuador.

616. En consecuencia, para resolver esta cuestión, el Tribunal debe considerar si se realizó una cesión válida de un derecho fiduciario de conformidad con el Acuerdo de Farmout en referencia a las leyes de Nueva York y del Ecuador aplicables al Contrato de Participación. Ambas partes concuerdan que éste es el enfoque correcto⁷⁸. En tal sentido, el Tribunal debe considerar las disposiciones contractuales relevantes, incluida la prohibición de cesión establecida en la Cláusula 16.1 del Contrato de Participación. El Tribunal observa que, tal como lo mencionara la Demandada en sus Presentaciones adicionales, en tanto que la aplicación de las leyes de Nueva York y del Ecuador son relevantes a fin de determinar si la cesión fue válida, el derecho interno no es relevante

⁷⁷ Conforme al derecho internacional, el titular de un interés sobre derechos contractuales puede presentar su propio reclamo de indemnización. Ante la transferencia de un derecho, la nacionalidad de la demandante se examinará en referencia al titular del derecho transferido en lugar del poseedor del título (ver *Saghi c. República Islámica de Irán*, Caso No. 298, 29-Iran.U.S.C.T.R. §§18-26).

⁷⁸ Ver Escrito de las Demandantes del 3 de noviembre de 2011, párrafos 15-17 y Escrito de la Demandada del 3 de noviembre de 2011, párrafos 55-57.

para determinar la indemnización, que se rige por el derecho internacional, tal como se verá a continuación.

(b) Derecho ecuatoriano

617. En primer lugar, el Tribunal analiza la validez de la cesión conforme al derecho ecuatoriano. En tal sentido, el Tribunal se remite a los términos de la Cláusula 16.1 del Contrato de Participación. Esa cláusula establece:

“16.1 La transferencia de este Contrato de Participación o la cesión a terceros de derechos provenientes del mismo deberán ser autorizadas por el Ministro del Ramo, de conformidad con las leyes y reglamentos vigentes; de manera especial se cumplirán las disposiciones previstas en el artículo 79 de la Ley de Hidrocarburos y en los Decretos Ejecutivos Nos. 809, 2713 y 1179”. (Énfasis agregado)

618. Las leyes del Ecuador disponen la aplicación de la LHC al Contrato de Participación, incluida la aplicación del Artículo 79 a cualquier cesión de derechos de conformidad con ese Contrato. El Artículo 79 dispone:

Art. 79. La transferencia de un contrato o la cesión a terceros de derechos provenientes de un contrato, serán nulas y no tendrán valor alguno si no precede autorización del Ministerio del Ramo, sin perjuicio de la declaración de *caducidad* según lo previsto en la presente Ley.... (Énfasis agregado)

619. Como la cláusula 7.02 del Acuerdo de Farmout incluye expresamente a las leyes del Ecuador en la medida que dispone su aplicación a “Acuerdos de Participación y al Bloque 15”, está claro que el Artículo 79 de la LHC debe tomarse en consideración a fin de determinar si se produjo una cesión válida de conformidad con el Acuerdo de Farmout. La LHC establece categóricamente que cualquier cesión de derechos conforme al Contrato de Participación será nula y no tendrá valor alguno si no precede autorización del Ministerio de Energía y Minas. Por consiguiente, la supuesta cesión no tuvo efectos

legales y OEPC conservó el 100% de los intereses de cualquier naturaleza sobre todos los derechos emanados del Contrato de Participación. Tal como se indica más adelante, el Artículo 79 de la LHC invalida la cesión pero no el Acuerdo de Farmout, que continúa plenamente vigente entre OEPC y AEC.

619(bis) Hay dos puntos adicionales que deben destacarse con respecto a la aplicación del artículo 79. El primero es que la invalidez de cualquier intento de cesión no afecta el derecho del Estado de declarar caducidad. En otras palabras, la violación identificada anteriormente en los párrafos 301 a 339 se produjo, incluso si la propia cesión se considerare inválida. El segundo punto es que el artículo 79 de la LHC se refiere a los efectos jurídicos de la propia cesión; no pretende invalidar el Acuerdo de Farmout bajo el cual OEPC tenía la obligación de obtener las autorizaciones gubernamentales necesarias para la cesión o para el Contrato de Operación Conjunta.

620. En su Presentación Adicional del 3 de noviembre de 2011, la Demandada manifestó que de conformidad con los Artículos 1698 y 1699 del Código Civil del Ecuador, la falta de autorización ministerial de la cesión generaba una “nulidad absoluta” que exige una declaración judicial para producir efectos. En otras palabras, la cesión no es nula hasta tanto un juez ecuatoriano declara la nulidad. En la audiencia del 12 de abril de 2012, la Demandada reiteró este argumento enfáticamente⁷⁹.

621. Las Demandantes, en su Contestación del 22 de noviembre de 2011, manifestaron que la cesión carecía de un elemento esencial para su “vida” y por lo tanto resultaba

⁷⁹ Transcripción de la audiencia (12 de abril de 2012), en especial las páginas 27-54.

“inexistente” conforme a la doctrina de la “inexistencia” articulada por la Corte Suprema del Ecuador. Por consiguiente, no era necesaria una declaración judicial de nulidad. En la audiencia del 12 de abril de 2012, las Demandantes reiteraron su argumento con idéntico énfasis⁸⁰.

622. A pesar de que el Código Civil del Ecuador no contiene ninguna disposición expresa en tal sentido, la Corte Suprema ha confirmado en reiteradas oportunidades que el derecho del Ecuador reconoce la nulidad de pleno derecho o “inexistencia”. Las partes concuerdan en que una vez que la Corte Suprema se ha pronunciado tres veces en igual sentido respecto de la misma cuestión, el precedente se considera resuelto y resulta vinculante para los tribunales inferiores. En efecto, se convierte en lo que en algunas jurisdicciones se conoce como “*jurisprudence constante*”.

623. En el presente caso, se han presentado ante el tribunal más de tres decisiones de la Corte Suprema del Ecuador en las que se reconoce judicialmente el concepto de nulidad automática o inexistencia⁸¹. Si bien la Demandada adujo que la categoría de “inexistencia” se aplica sólo a una serie limitada de operaciones de inmuebles que exigen la suscripción de una escritura pública, tal como se indica a continuación, las definiciones generales no contienen ninguna norma en sustento de una interpretación acotada de “inexistencia”.

⁸⁰ Transcripción de la audiencia (12 de abril de 2012), en especial las páginas 136-176.

⁸¹ De hecho, el Tribunal fue referido a cuatro decisiones. El Tribunal observa que las partes presentaron traducciones al inglés de estas cuatro decisiones. Nunca hubo una controversia entre las partes en cuanto a la exactitud de estas traducciones. Ver CA-662 (Drs. Galo Galarza Paz, Santiago Andrado Ubidia, y Ernesto Albán Gómez), CA-660 (Drs. Galo Galarza Paz, Santiago Andrado Ubidia, y Ernesto Albán Gómez), CA-658 (Drs. Bolívar Guerrero Armijos, Olmedo Bermeo Idrovo, y Bolívar Vergara Acosta), CA-659 (Drs. Galo Galarza Paz, Santiago Andrado Ubidia, y Ernesto Albán Gómez).

624. De los cuatro casos presentados al Tribunal respecto de esta cuestión, el análisis más amplio –y el más útil, en la opinión del Tribunal- de las categorías de ineficacia es el contenido en la decisión de la Corte Suprema del 16 de mayo de 2001⁸². Éste fue el primer desarrollo, y el punto de partida, de esta doctrina en los casos presentados al tribunal. Este caso reviste especial importancia ya que la Corte Suprema define, en sus propios términos, la diferencia entre las categorías de inexistencia, nulidad absoluta y nulidad relativa, y resume la jurisprudencia ecuatoriana en la materia. En este fallo, la Corte resolvió:

“Esta Sala ha examinado en varios fallos la cuestión relativa a la ineficacia de un acto jurídico. La doctrina distingue tres grados de ineficacia: 1.- Ineficacia máxima o inexistencia, cuando el acto carece de los requisitos esenciales para que tenga vida. El acto inexistente no puede ser convalidado ni necesita ser invalidado; 2.- Nulidad absoluta, cuando el acto es capaz de producir determinados efectos en condiciones especiales. Existe apariencia de acto hasta que se declare su invalidez. La nulidad absoluta no puede ser convalidada, pero necesita ser invalidada, o sea, declarada; 3.- Nulidad relativa, que implica que el acto se reputa válido y sólo es nulo desde el día que se anule. El acto relativamente nulo admite ser convalidado”⁸³.

625. La cuestión planteada ante este Tribunal es si la cesión se inscribe en la primera categoría (inexistencia) o en la segunda categoría (nulidad absoluta). Dado que el Artículo 79 de la LHC es claro en el sentido de que no existe la posibilidad de convalidación con efectos retroactivos, la tercera categoría de “nulidad relativa” no se aplica, y ninguna de las partes sugirió lo contrario.

⁸² CA-662.

⁸³ Corte Suprema del Ecuador, 16 de mayo de 2001, página 1528. CE-662. (Traducción de las Demandantes de RLA-348) (Énfasis agregado)

626. El Tribunal considera que la cesión perseguida mediante el Acuerdo de Farmout y el Contrato de Operación Conjunta sin duda satisface los criterios expuestos en las citas anteriores de “inexistencia”. El Artículo 79 de la LHC es clave – establece que la autorización ministerial es un elemento esencial para dar vida a una cesión de derechos conforme al Contrato de Participación – sin esta autorización, la cesión “no tendrá valor alguno”. En efecto, los representantes de la Demandada admitieron que esta autorización era un “requisito esencial” durante la audiencia del 12 de abril de 2012, aunque en la presentación de la Demandada, no constituía inexistencia⁸⁴. Cuando la ley misma establece que un acto “no tendrá valor alguno” no hay necesidad de una declaración judicial de ineficacia, ya que jamás fue válido desde el principio – carece de los requisitos esenciales para que tenga vida. Por consiguiente, se han cumplido los dos elementos de la “inexistencia” enumerados por la Corte Suprema: la pretendida cesión (1) carecía de un requisito esencial para que tenga vida; y (2) tal como se señalara anteriormente, este vicio no puede subsanarse.

627. En el mismo fallo del 16 de mayo de 2001, la Corte Suprema sostuvo que aplicaba la inexistencia porque el contrato no se había celebrado con las formalidades establecidas (escritura pública). La Corte basó su decisión en una cita a juristas colombianos que han determinado que los elementos necesarios para la vida en el contexto de los contratos incluyen: “la voluntad manifestada, el consentimiento, el objeto y la forma solemne”⁸⁵. Aunque la Demandada intentó alegar que los Acuerdos de

⁸⁴ Transcripción de la audiencia (12 de abril de 2012), página 36 líneas 18 a 20.

⁸⁵ Corte Suprema del Ecuador, 16 de mayo de 2001, página 1529. CE-662. (Traducción de las Demandantes de RLA-348)

Farmout no cumplían con ninguno de estos criterios, no reparó en que la cuestión principal aquí no son los contratos, es decir, el Acuerdo de Farmout y el Contrato de Operación Conjunta. La cuestión radica en la validez de la cesión efectuada mediante estos acuerdos. Por consiguiente, no es apropiado aplicar en este caso un análisis contractual. Por el contrario, este Tribunal debe considerar los elementos esenciales para que la cesión tenga vida bajo estas circunstancias.

628. Como se ha señalado precedentemente, el Artículo 79 de la LHC es claro en la referencia no sólo al acto ilegal, sino a la consecuencia de la ilegalidad. Cabe destacar que la Corte Suprema aplicó una disposición similar (Artículo 1745 del Código Civil) en el caso que antecede (y en otros que se analizan más adelante). El Artículo 1745 dispone que en los casos en que la ley exige la celebración por escritura pública, el acto o contrato celebrado en cualquier otra forma “se mirará como no ejecutado o celebrado”. Por consiguiente, la consecuencia de la ilegalidad se especifica. El resultado de la conclusión de la Corte de que dichos contratos son “inexistentes” es que el Artículo 1745 tiene efectos sin necesidad de una declaración judicial. En otras palabras, cuando la ley establece claramente que el contrato debe tenerse por no celebrado y por tanto no tiene vida, no hay ningún requisito de confirmación judicial. En igual sentido, de conformidad con el Artículo 79, la ley misma ha determinado que una cesión sin autorización previa no tiene ningún valor, y por consiguiente no tiene vida. La consecuencia lógica de esta disposición es que no es necesario ningún acto adicional para invalidar una cesión no autorizada.

629. Éste debería ser el corolario de este análisis. No obstante, a mayor abundancia, el Tribunal señala que no acepta la explicación de la Demandada de “nulidad absoluta” en el sentido de que una cesión es esencialmente eficaz (o válida) hasta tanto lo declare inválido un juez. Una resolución en tal sentido no sólo dejaría al Tribunal en contravención directa del Artículo 79 de la LHC, sino que surge claramente de la jurisprudencia presentada al Tribunal que un acto que adolece de nulidad absoluta no puede generar un acto “válido”. Tal como se señala anteriormente, el fallo del 16 de mayo de 2001 indica que “existe una apariencia de validez (...) mientras no haya sentencia ejecutoriada que declare la nulidad”⁸⁶. En otras palabras, no se ha realizado ningún acto – sólo la apariencia de un acto. Esto es consistente con la idea de que una nulidad absoluta no se puede subsanar y con el requisito del Artículo 1699 del Código Civil de que un juez “debe” declarar la nulidad (es decir, no existe discrecionalidad).

630. En otro fallo de la Corte Suprema Ecuatoriana del 29 de agosto de 2001⁸⁷, la Corte (conformada por los tres mismos jueces que decidieron el caso del 16 de mayo de 2001) adoptó la definición de ineficacia consagrada en el fallo precedente, y señaló asimismo (tal como lo hiciera en el fallo del 16 de mayo de 2001) que la ineficacia se produce cuando “el acto carece de los requisitos esenciales para que tenga vida y que, por

⁸⁶ Corte Suprema del Ecuador, 16 de mayo de 2001, página 1528. CA-662. (Traducción de las Demandantes RLA-348)

⁸⁷ CA-660.

tanto, no puede ser convalidado ni necesita ser invalidado”⁸⁸. La redacción es idéntica a la del fallo del 16 de mayo de 2001.

631. En el caso del 29 de agosto de 2001, las partes habían acordado rescindir un acuerdo de “promesa de compra”, pero la Corte sostuvo que el acuerdo de promesa de compra no se había celebrado en la forma apropiada y por tanto era “inexistente”. Por tanto, las partes no podían rescindirlo. En relación con la nulidad absoluta, la Corte citó uno de sus fallos anteriores, a saber:

“En la misma forma, si un Juez acepta la validez de un mutuo disenso... relativo a un contrato nulo, estaría dotando de eficacia a tal contrato, puesto que por ello las partes podrían disponer de los derechos que habían emergido del mismo de haber sido válido, pero al actuar de esta manera el juzgador habría violado el artículo 10 del Código Civil, que dice: “En ningún caso puede el Juez declarar válido un acto que la ley ordena que sea nulo”. Debe advertirse, para evitar confusiones, que es distinta la situación de aquellos contratos que adolecen de vicio de nulidad relativa... Igualmente, se precisa que, en caso de que un negocio jurídico adolezca de vicio de nulidad absoluta, aunque goce de una apariencia de validez respecto de terceros mientras no haya sentencia ejecutoriada que declare la nulidad, sin embargo el negocio carece de sus elementos estructurales, por lo que no produce los efectos jurídicos que estaba destinado a producirlos de haberse celebrado válidamente”⁸⁹.

El último pasaje subrayado es concluyente respecto de esta cuestión si se aplicara la nulidad absoluta.

632. Esta decisión deja bien en claro que un acto nulo no produce efectos legales, incluso antes de que se obtenga una declaración judicial. En tal sentido, un acuerdo de ceder sin autorización no produce ninguna cesión efectiva y una declaración judicial no deja sin efecto la cesión – tal como si no se hubiera producido una cesión válida. Sólo

⁸⁸ Corte Suprema del Ecuador, 29 de agosto de 2001, página 22. CA-660. (Énfasis agregado)

⁸⁹ Corte Suprema del Ecuador, 29 de agosto de 2001, página 23. CA-660. (Énfasis añadido)

existe la “apariencia de acto” hasta que se dicta una declaración judicial. Esto puede dar lugar a “una apariencia de validez respecto de terceros”. Estas declaraciones refuerzan la conclusión de que no se produjo ninguna cesión efectiva y que OEPC continuó siendo el dueño del 100% de todos los derechos en el Contrato de Participación, independientemente del acuerdo de ceder un interés del 40% en AEC. Por consiguiente, de conformidad con el Artículo 79 de la LHC, una cesión no autorizada “no tiene valor alguno”, incluso conforme a la doctrina de nulidad absoluta.

633. El Artículo 10 del Código Civil citado en el pasaje precedente del fallo del 29 de agosto de 2001 es notable: “En ningún caso puede el Juez declarar válido un acto que la ley ordena que sea nulo”. Si este Tribunal otorgara sólo una indemnización por el 60% tal como lo solicita la Demandada, esto constituiría una violación directa de este Artículo, ya que trataría como válido un acto que la ley considera nulo. La redacción misma del Artículo 10 demuestra que las autoridades del Ecuador contemplaron expresamente situaciones como la de este caso – en el que la ley misma (y no el juez) declara la nulidad.

634. En resumen, surge claramente de la jurisprudencia que, independientemente de que la cesión se categorice como “inexistente” o como “nulidad absoluta”, no se produjo ninguna cesión válida y OEPC continuó siendo el titular del 100% de todos los derechos del Contrato de Participación. Esta conclusión se ajusta a la aplicación de la LHC.

635. Las partes también presentaron al Tribunal los fallos de la Corte Suprema del 7 de junio de 2001 y el 20 de febrero de 2002⁹⁰, los que afirman, pero solo discuten de manera somera, las categorías de “inexistencia” y “nulidad absoluta”, sin duda por el hecho de que la Corte había consagrado firmemente los principios relativos a la inexistencia en su decisión del 16 de mayo de 2001. Ambos casos se refieren a contratos de inmuebles y por consiguiente se concentran en los requisitos formales para la celebración de esos contratos. Para despejar cualquier duda, tal como se señala *supra*, el Tribunal reitera que en la especie el análisis debe recaer sobre la validez de la cesión, y no sobre la validez del Acuerdo de Farmout o del Contrato de Operación Conjunta. Las conclusiones del Tribunal sobre la validez de la cesión no afectan a otras obligaciones que pudieran surgir entre las partes del Acuerdo de Farmout y del Contrato de Operación Conjunta (con partes distintas de las del presente arbitraje) ni afecta la habilidad de AEC de perseguir daños de OEPC en caso de que no cumpla con los términos de dichos acuerdos, como por ejemplo, el no obtener la necesaria autorización gubernamental para la cesión⁹¹.

636. Es importante destacar que el análisis del Tribunal de la cuestión conforme al derecho ecuatoriano se ajusta a la posición de ambas partes antes de las Presentaciones Adicionales. El Tribunal no tiene dudas de que, antes de las Presentaciones Adicionales, no sólo las Demandantes⁹² sino también la Demandada y todos sus expertos en derecho ecuatoriano concordaban en que una cesión no autorizada no habría producido efecto

⁹⁰ CA-658 y CA-659.

⁹¹ Como se han desarrollado los hechos, AEC no necesita ejercer esta opción atendido al acuerdo alcanzado con OEPC, al que se hace referencia más adelante en el párrafo 655.

⁹² Ver, *entre otros*, Profesor Hernán Pérez Loose, Quinto Informe Pericial, página 18, párrafo 34.

alguno (es decir, habría sido nula de pleno derecho). En efecto, en sus alegatos orales de cierre en la audiencia de marzo de 2009, los representantes de la Demandada alegaron que “[el Artículo 79 establece que] ... la transferencia de un contrato o la transferencia a terceros de derechos derivados de un contrato... será nulo [sic] y sin efecto sin autorización previa... la transferencia del contrato se transforma en nula y sin efecto. Así que el contrato es nulo y sin efecto”⁹³.

637. Al día siguiente, la Demandada una vez más reiteró que “...ninguna transferencia sin autorización se puede dar...”⁹⁴, confirmando precisamente lo que había afirmado en su Memorial de Contestación sobre Responsabilidad en el sentido de que “...dicha cesión sería nula de acuerdo a derecho ecuatoriano”⁹⁵. (Énfasis agregado) En la audiencia del 12 de abril de 2012, los representantes de la Demandada intentaron explicar que estas afirmaciones se referían a los efectos retroactivos de la nulidad (es decir, que la transferencia sería nula desde su inceptión desde el momento en que así lo declarara un juez), pero fueron muy poco convincentes⁹⁶.

638. Más aún, los expertos principales de la Demandada sobre derecho ecuatoriano, en los albores de este arbitraje, también manifestaron que una transferencia sin previa autorización sería nula de pleno derecho y no produciría efecto alguno.

⁹³ Transcripción de la audiencia (20 de marzo de 2009), páginas 195 y 196. Ver también páginas 199 y 200.

⁹⁴ Transcripción de la audiencia (21 de marzo de 2009), página 344.

⁹⁵ Memorial de Contestación de la Demandada sobre Responsabilidad y Reconvención (16 de junio de 2008), página 66, nota al pie 260.

⁹⁶ Transcripción de la audiencia (12 de abril de 2012), páginas 141-146 y 204-205.

639. En uno de sus informes, el profesor Aguilar manifestó categóricamente que “para que la cesión tenga efectos jurídicos, entonces, la Ley de Hidrocarburos establece un requisito adicional a los previstos en la legislación civil: la autorización ministerial”⁹⁷. En el mismo informe, manifestó asimismo que: “la Ley de Hidrocarburos establece que, a falta de la autorización ministerial, el contrato de cesión de derechos carece de valor independientemente de si se ha producido o no la entrega del título” y que “el contrato... no produce efectos por la falta de autorización del ministerio del ramo”⁹⁸. Durante su testimonio oral, declaró que “la transferencia de derechos es nula. Sin duda”⁹⁹.

640. El profesor Merlo, otro de los expertos de la Demandada en derecho ecuatoriano, fue igualmente categórico respecto de esta cuestión al declarar ante el Tribunal. En español, su lengua madre, manifestó: “**Y más aún el artículo 79 dice que no tiene ningún valor, se declara nulo, de pleno derecho**”¹⁰⁰. (Énfasis agregado)

641. El Tribunal señala asimismo que en el Escrito del 3 de noviembre de 2011, la Demandada traduce el término “*de pleno derecho*” como “*automatic*”¹⁰¹.

642. El Tribunal señala también que, tal como lo subrayaran las Demandantes en la audiencia del 12 de abril de 2012, la mayoría de las opiniones de la Demandada y sus

⁹⁷ Cuarto Informe Pericial de Aguilar (19 de septiembre de 2008), página 10, párrafo 31.

⁹⁸ *Ibíd.*, página 10, párrafos 32 y 33.

⁹⁹ Transcripción de la audiencia (19 de diciembre de 2008) página 1586.

¹⁰⁰ *Ibíd.* (español) página 1586 (traducción al inglés: “*Particularly Article 79 says that it has no value. It is declared null and void as a matter of law*”, página 1513 de la Traducción al inglés de la Transcripción de la Audiencia (19 de diciembre de 2008)).

¹⁰¹ Escrito de la Demandada del 3 de noviembre de 2011, página 22, párrafo 5.2

expertos “no fueron tomadas en el candor de un argumento”, en forma extemporánea o improvisada...¹⁰². Si bien esto sin duda no se encuadra en la teoría de los actos propios, en cierta medida, socava la credibilidad de la posición adoptada luego por el Ecuador respecto de esta cuestión crítica, cuando ella adquirió mayor importancia en los ojos del Tribunal. La postura final de la Demandada se resumió escuetamente en su escrito del 3 de noviembre de 2011 en los siguientes términos: “el derecho ecuatoriano no aprobó la noción de “inexistencia” de los actos o contratos”¹⁰³.

643. El Tribunal no tiene dudas de que la posición de la Demandada anterior a noviembre de 2011 se contradice flagrantemente con su argumentación posterior de que se requiere una declaración judicial para anular la cesión no autorizada. En la opinión del Tribunal, este último argumento no es correcto. La posición anterior – que la cesión es automáticamente inválida conforme al derecho del Ecuador- encuentra sustento tanto en las normas como en la jurisprudencia presentada ante este Tribunal. El Artículo 79 de la LHC es claro en el sentido de que la cesión no autorizada es nula de pleno derecho y no tiene ningún valor.

644. Asimismo, en líneas generales, parecería ser que el derecho ecuatoriano no reconocería en ningún caso que se ha producido una cesión si no se han cumplido todas las condiciones del caso (como por ejemplo la obtención de las autorizaciones necesarias a tal fin). En este sentido, el Tribunal se remite a la opinión del experto de las Demandadas sobre derecho ecuatoriano, el Dr. Hernán Pérez Loose:

¹⁰² Transcripción de la audiencia (12 de abril de 2012), página 142.

¹⁰³ Escrito de la Demandada del 3 de noviembre de 2011, página 24, párrafo 79.

Es decir, la transferencia o cesión del título legal estaba supeditada, necesaria e inexorablemente, al cumplimiento de una condición suspensiva [a saber la autorización del Ministerio]... Bajo el derecho ecuatoriano mientras este pendiente la condición suspensiva, el derecho afectado por dicha modalidad ni siquiera nace a la vida jurídica pues el acreedor tan solo tiene una legítima expectativa de adquirirlo, obviamente, sólo en caso de que se verifique la condición¹⁰⁴.

(c) *Derecho neoyorquino*

645. Tal como se señalara anteriormente, de conformidad con la cláusula de ley aplicable del Acuerdo de Farmout y tal como lo reconocieran las partes, el derecho de Nueva York también resulta relevante a los fines de la interpretación del Acuerdo de Farmout y, por consiguiente, para determinar si se realizó una cesión válida. El Tribunal entiende que la aplicación del derecho de Nueva York conduce precisamente al mismo resultado que la aplicación del derecho ecuatoriano. En primer lugar, está claro que el derecho de Nueva York no reconoce la cesión efectuada en violación de una cláusula válida de prohibición de cesión¹⁰⁵. Dado que la Cláusula 16.1 del Contrato de Participación contiene una cláusula de prohibición de cesión que establece claramente que toda cesión realizada sin autorización será nula, el derecho neoyorquino no reconocería ningún intento de cesión en el que no se hubiera obtenido tal autorización.

646. En segundo lugar, si la ley aplicable a la cesión es derecho extranjero, los tribunales de Nueva York (al igual que otras jurisdicciones angloamericanas) aplican la ley aplicable al contrato que contiene la cláusula de prohibición de cesión al interpretar dicha cláusula. Dado que la Cláusula 7.02 del Acuerdo de Farmout remite a la aplicación del derecho ecuatoriano aplicable al Contrato de Participación, los tribunales de Nueva

¹⁰⁴ Prof. Hernán Pérez Loose, Quinto Informe Pericial, página 18, párrafo 34.

¹⁰⁵ *Allhusen c. Caristo Const. Corp* 303 NY 446, 103 N.E. 2d 891 (N.Y. Ct. App. 1952)

York aplicarían tales leyes, incluida la LHC, al analizar la validez de la cesión. El Tribunal rechaza el argumento de la Demandada de que los tribunales de Nueva York son renuentes a anular contratos con fundamento en su ilegalidad conforme a derecho extranjero. El único caso que cita la Demandada en sustento de este argumento¹⁰⁶ se refiere a una transferencia de acciones (no a una cesión de derechos) y el Tribunal simplemente manifestó que el organismo gubernamental tenía derecho a iniciar acciones ante los tribunales de Myanmar o ante los tribunales de cualquier otro lugar del mundo si considera que la transferencia se realizó en violación del Acuerdo de *Joint Venture* del cual era parte. El Tribunal de Nueva York que entendió en ese caso no consideró que la controversia debiera resolverse como parte de la cuestión de fondo. Este caso no ofrece ningún sustento para la amplia generalización que propone la Demandada.

647. Los tribunales de Nueva York con frecuencia aplican derecho extranjero cuando así lo exigen las disposiciones contractuales aplicables¹⁰⁷, y no hay indicios de que no lo harían en relación con la cesión perseguida mediante el Acuerdo de Farmout, que remite a la aplicación del Artículo 79 de la LHC.

648. El Tribunal rechaza también el argumento de la Demandada de que los tribunales de Nueva York han interpretado la frase “nula” como “anulable a solicitud de la parte

¹⁰⁶ *Peregrine Myanmar Ltd. c. Segal* 89 F.3d 41 (2d. Cir. 1996).

¹⁰⁷ Tal como lo señalaran las Demandantes en la nota al pie 8 de su Escrito de Réplica, 22 de noviembre de 2011, *Korea Life Ins. Co. c. Morgan Guar. Trust Co. of N.Y.*, 269 F.Supp.2d 424, 441 (S.D. N.Y. 2003) (RLA-338) y *JPMorgan Chase Bank, N.A. c. Controladora Comercial Mexicana S.A.B. DE C.V.*, 920 N.Y.S.2d 241 (N.Y. Sup. Ct. 2010) (RLA-340) también constituyen ejemplos en los que los tribunales de Nueva York aplicaron el derecho extranjero.

protegida”¹⁰⁸. En el caso *Lynbrook c. Cadoo*, citado por la Demandada en sustento de su argumentación, el Tribunal concluyó que “...en algunas leyes, el término “nulo” se utiliza en el sentido de ‘anulabl’”¹⁰⁹. Esto de ninguna manera quiere decir que “nulo” deba interpretarse *siempre* como “anulable”. Asimismo, este caso se refería a la aplicación del “derecho local” a fin de determinar la validez de un voto sobre una cuestión de planificación local, y no tenía absolutamente ningún elemento en común con una cesión de derechos. En igual sentido, *St. George Seaport Assoc. c. CSX Realty Inc.*¹¹⁰ (también citado por la Demandada) no determina que los tribunales de Nueva York hayan interpretado “nulo” como “anulable” respecto de la legalidad de una cesión. La decisión del Tribunal en ese caso se refirió a la interpretación de una disposición legal en particular que se relaciona con una operación sobre un inmueble, y debe considerarse de aplicación a esas circunstancias específicamente.

(d) Conclusiones

649. Tal como determinara anteriormente el Tribunal en este Laudo, la pretendida cesión del 1 de octubre de 2000 de OEPC a AEC mediante el Acuerdo de Farmout y el Contrato de Operación Conjunta de derechos conforme al Contrato de Participación jamás fue autorizada por el Ministerio de Energía y Minas del Ecuador, y, por consiguiente, se realizó en violación del Artículo 74.11 de la LHC.

¹⁰⁸ Réplica del Ecuador al Escrito de las Demandantes en respuesta a la solicitud del tribunal del 6 de octubre de 2011, 22 de noviembre de 2011, párrafo 19.

¹⁰⁹ 252 NY 308, 312 (NY 1929). (Énfasis agregado) [Original: “[t]he word ‘void’ is sometimes used in statutes in the sense of ‘voidable’”]

¹¹⁰ 1991 US Dist LEXIS 15463.

650. De lo anterior se desprende que de conformidad con las leyes de Nueva York y del Ecuador, la cesión de los derechos de OEPC conforme al Contrato de Participación a AEC que se perseguía a través del Acuerdo de Farmout y el Contrato de Operación Conjunta es nula y no tiene ningún valor¹¹¹ y ésta es la conclusión del Tribunal. De conformidad con la doctrina de la inexistencia y el derecho de Nueva York, no es necesaria una declaración judicial de nulidad a los fines de la invalidación. En efecto, conforme a la doctrina de la nulidad absoluta, la cesión no se considera “válida” hasta tanto se declare la nulidad, sólo existe la “apariencia” de un acto. Por tanto, la cesión de derechos conforme al Acuerdo de Farmout y el Contrato de Operación Conjunta no es válida y no produjo efecto alguno, de modo tal que el Tribunal debe excluirla de su análisis a los fines de determinar la indemnización que corresponde a las Demandantes¹¹². A la luz de lo expuesto, el Tribunal concluye que a la fecha del Decreto de Caducidad, OEPC mantenía la titularidad sobre el 100% de los derechos que surgen del Contrato de Participación.

651. Por consiguiente, el Tribunal concluye que la Demandada debe indemnizar a las Demandantes por el 100% de su participación en el Bloque 15 que adquirió mediante el dictado del Decreto de Caducidad.

652. Para despejar cualquier posible duda, no existe contradicción entre la conclusión anterior del Tribunal de que OEPC actuó en violación de la LHC y la Cláusula 16.1 del

¹¹¹ Ver Artículo 79 de la LHC.

¹¹² No hay lugar a dudas de que la supuesta cesión de derechos de OEPC a AEC también se realizó en violación del Artículo 74.11 de la LHC.

Contrato de Participación al intentar ceder los derechos en el Bloque 15 sin la autorización, y la conclusión de que la cesión fue nula. El mismo Artículo 79 de la LHC deja en claro que el hecho de que una cesión no autorizada carezca de validez no borra el incumplimiento que surge del intento de cesión: “...serán nulas y no tendrán valor alguno ...sin perjuicio de la declaración de caducidad según lo previsto en la presente”. Asimismo, el hecho de que AEC y OEPC se hayan comportado como si la cesión se hubiera producido con anterioridad a la declaración *caducidad* no dota de validez a una cesión nula.

653. Las conclusiones del Tribunal en esta sección se ajustan a los principios de derecho internacional público aplicables a los fines de la determinación de daños. En particular, ambas partes han hecho referencias al enriquecimiento ilícito y los principios consagrados en el caso *Chorzow Factory*.

654. En relación con el enriquecimiento ilícito, se presentó ante el Tribunal la Carta Acuerdo del 22 de febrero de 2006 entre OEPC y Andes en virtud de la cual OEPC está obligada a indemnizar a Andes por el 40% de cualquier indemnización que reciba por las acciones contra el Ecuador respecto de la rescisión del Contrato de Participación¹¹³. Incluso de no mediar la Carta Acuerdo, el Tribunal señala que la nulidad de la cesión de conformidad con el derecho de Nueva York y del Ecuador no obstan a las acciones que

¹¹³ C-425. La Cláusula 2(g) del Acuerdo establece:

“Si Occidental recibe alguna indemnización del Gobierno del Ecuador como resultado de los actos de Gobierno de dictar la caducidad y rescindir el contrato de Occidental relativo al Bloque 15, Occidental reconoce que la Sociedad tendrá derecho a una participación del 40% sobre el monto neto de dicha indemnización, una vez deducidos o pagados todos los costos y gastos del proceso de Caducidad (en el entendido de que no habrá doble cómputo al calcular dicho monto)”.

AEC (o Andes) puedan tener contra OEPC conforme al Acuerdo de Farmout. Tal como mencionamos anteriormente, la cesión no autorizada no invalida el Acuerdo de Farmout entre el cedente, OEPC y el cesionario, AEC, y su posición legal no se ve afectada por el hecho de que el cedente y el cesionario hayan ejecutado efectivamente *inter se* partes de esa cesión nula y efectuada sin autorización. OEPC se comprometió a transferir a AEC algunos de los derechos establecidos en el Contrato de Farmout, pero violó dicho compromiso al no obtener la autorización del Ministerio. Este incumplimiento contractual puede constituir el fundamento de un reclamo por parte de AEC (o Andes) contra OEPC. Estos factores tienen fuerte incidencia sobre los argumentos de enriquecimiento ilícito planteados en relación con el derecho de OEPC de percibir una indemnización correspondiente a un interés del 100% en el Contrato de Participación.

655. En tal sentido, el mayor riesgo de enriquecimiento ilícito, por mucho, recae sobre el Ecuador. Ecuador se enriquecería injustamente si debiera indemnizar únicamente por el 60% por una apropiación ilegal del 100%. En sus Presentaciones Adicionales, el Ecuador aduce que se solicitaría la nulidad de AEC o Andes reclamaran al Ecuador una indemnización respecto a un derecho del 40%¹¹⁴, asegurando de esta manera que el Ecuador sólo pagaría una indemnización máxima del 60% por una apropiación ilegal del 100%.

656. Conforme a derecho internacional, la responsabilidad que OEPC pudiera tener frente a AEC o Andes conforme a cualquier otro acuerdo (incluido el Acuerdo de

¹¹⁴ Escrito de la Demandada, 3 de noviembre de 2011, párrafo 27.

Farmout) no afecta el derecho de las Demandantes a la indemnización del Ecuador. Ecuador no puede reducir el reclamo de OEPC en virtud de la supuesta responsabilidad que pueda tener frente a terceros tales como AEC. Este principio se consagra claramente en el *dictum* en *Chorzow Factory*, en la página 26, citado por ambas partes, y que el Tribunal cita nuevamente:¹¹⁵

Por un lado, este principio excluye del cálculo de la indemnización los daños sufridos por terceros como resultado del acto ilícito y, *por el otro lado, no excluye de la indemnización las deudas y demás obligaciones que pudieran pesar sobre el damnificado*. El daño sufrido por Oberschlesische respecto del proyecto de Chorzow equivale por lo tanto al valor total —y se limita al total— de los bienes, derechos e intereses de la Sociedad en ese proyecto, *sin deducir responsabilidades*”. (Énfasis agregado)

657. En igual sentido, el Tribunal no admite la sugerencia de la Demandada de que el principio *nemo auditor propriam turpitudinem allegans* (que prohíbe a una parte beneficiarse de su propia conducta ilícita) se aplica a esta cuestión¹¹⁶. El principio *nemo auditur* no puede tornar una cesión inválida en válida. La cuestión que se plantea en esta sección es si AEC efectivamente adquirió la titularidad de los derechos que surgen del Contrato de Participación conforme a derecho (ya sea el derecho del Ecuador o el derecho de Nueva York) y el principio *nemo auditor* no es relevante a los fines de esta cuestión. La cuestión separada de la cuantificación del daño y, en particular, si la Demandante contribuyó a los daños sufridos en razón del incumplimiento de la Demandada, se analiza en otra sección del presente Laudo.

¹¹⁵ Este principio se fue confirmado en *Enron Corporation y Ponderosa Assets, L.P. c. República Argentina* (Caso CIADI No. ARB/01/3), Laudo del 22 de mayo de 2007 (CA-8).

¹¹⁶ Ver Escrito del Ecuador sobre el efecto de la cesión no autorizada e ilegal por parte de las demandantes de los derechos originados en el contrato de participación, 3 de noviembre de 2011, párrafos 51–55.

658. Como corolario de las conclusiones sobre esta cuestión, el Tribunal señala que la Demandada ha objetado la legitimación de las Demandantes para reclamar daños en relación con una participación mayor al interés “restante” del 60% en el Bloque 15, alegando que la participación de las Demandantes se limita al 60% del valor del Bloque 15 y que ningún comprador pagaría un precio basado en el 100% del valor del Bloque 15. A la luz de la conclusión del tribunal respecto de la nulidad de la cesión *supra*, esta objeción se diluye por completo. También se diluye el argumento de la Demandada respecto del riesgo de doble enjuiciamiento, ya que AEC no está legitimada para demandar directamente una indemnización al Ecuador ya que no tiene ningún derecho en el Contrato de Participación – fiduciario o de cualquier otro tipo.

F. La culpa de las Demandantes con anterioridad al Decreto de Caducidad

1. La posición de la Demandada

659. La Demandada sostiene que toda recuperación que reciban las Demandantes debe ser reducida a fin de reflejar la conducta de las Demandantes que violó las leyes del Ecuador y que, según argumenta la Demandada, provocó la decisión de la Demandada de declarar la caducidad, lo que dio por terminado el Contrato de Participación y derivó en las supuestas pérdidas de las Demandantes.

660. La Demandada afirma que sería apropiado que el Tribunal “redujera” cualquier compensación otorgada a las Demandantes para tomar en cuenta su culpa concurrente.

2. *La posición de las Demandantes*

661. Incluso en el caso de que se determinara que fueron negligentes al no haber solicitado autorización ministerial, las Demandantes argumentan que la compensación solicitada no debería reducirse porque no fue esa negligencia la que causó sus pérdidas. Esto, aseguran, tiene que ver con la causalidad. Las Demandantes reiteran que la acción desproporcionada de la Demandada (es decir, la declaración de caducidad) violó el Tratado y el derecho internacional y que debe ser considerada la causa única y exclusiva de las pérdidas resultantes que sufrieron.

3. *Análisis del Tribunal*

662. Antes de comenzar con su análisis de esta última cuestión preliminar, el Tribunal considera importante recordar que, en el presente Laudo, el Tribunal ya ha determinado lo siguiente:

- en virtud del Acuerdo de Farmout, de 1 de octubre de 2000, OEPC buscó transferir derechos contemplados en el Contrato de Participación a AEC;
- esta transferencia de derechos requería de una autorización ministerial que no fue solicitada ni obtenida por OEPC;
- Las Demandantes omitieron dar en el otoño de 2000 una copia del Acuerdo de Farmout a la Demandada;
- el Ecuador sólo tomó conocimiento de la verdadera naturaleza del Acuerdo de Farmout en la primavera de 2004, cuando se entregaron copias auténticas, aunque no firmadas, del Acuerdo de Farmout y del Contrato de Operación Conjunta,

también celebrado el 1 de octubre de 2000, a la firma de auditores Moores Rowland contratado por la DNH para realizar una auditoría de OEPC; estos dos Acuerdos fueron presentados por Moores Rowland a la Demandada en julio de 2004;

- no divulgar la verdadera naturaleza del Acuerdo de Farmout a Ecuador y no solicitar una autorización ministerial por parte de OEPC en 2000 constituyó un “error grave”. Si bien OEPC no actuó de mala fe, su acción fue negligente;
- por lo tanto, OEPC incumplió con la Cláusula 16.1 del Contrato de Participación y fue culpable de una violación punible del Artículo 74.11 de la LHC que, entre otras opciones, permitía al Ministro declarar la caducidad del Contrato de Participación;
- el Decreto de Caducidad, emitido a causa del incumplimiento de la Cláusula 16.1 del Contrato de Participación y la violación por parte de OEPC del Artículo 74 de la LHC, fue una sanción desproporcionada de la Demandada en las circunstancias particulares del presente caso; y
- el Decreto de Caducidad fue emitido en violación de la legislación ecuatoriana, del derecho consuetudinario internacional y del Tratado.

663. El Tribunal debe determinar a continuación si los daños causados a las Demandantes por el acto indebido de la Demandada deberían reducirse porque, como argumenta la Demandada, “la conducta ilícita de las Demandantes directamente contribuyó a la caducidad”.

664. Para respaldar su afirmación, la Demandada invoca el reconocido principio legal de “culpa concurrente”, por parte de las Demandantes.

665. El análisis del Tribunal comienza con una referencia al Artículo 39 de los Artículos sobre Responsabilidad de los Estados por Hechos Internacionalmente Ilícitos de la Comisión de Derecho Internacional que ambas partes han invocado. Dicho Artículo establece:

Artículo 39. Contribución al perjuicio

Para determinar la reparación se tendrá en cuenta la contribución al perjuicio resultante de la acción o la omisión, intencional o negligente, del Estado lesionado o de toda persona o entidad en relación con la cual se exija la reparación. (Énfasis agregado)

666. Algunos pasajes del Comentario de la Comisión de Derecho Internacional al Artículo 39 son pertinentes, como el siguiente:

El Artículo 39 aborda la situación en que el daño ha sido causado por un hecho internacionalmente ilícito de un Estado, que sea consecuentemente responsable por el daño conforme a los artículos 1 y 28, pero bajo el cual el Estado agraviado, o la víctima individual de la violación, ha contribuido materialmente al daño a través de algún acto u omisión intencional o negligente. (Énfasis agregado)

667. El Tribunal también desea referirse al Artículo 31 de los Artículos sobre Responsabilidad de los Estados por Hechos Internacionalmente Ilícitos de la Comisión de Derecho Internacional, que establece:

Artículo 31.- Reparación

1. El Estado responsable está obligado a reparar íntegramente el perjuicio causado por el hecho internacionalmente ilícito.
2. El perjuicio comprende todo daño, tanto material como moral, causado por el hecho internacionalmente ilícito del Estado.

668. El siguiente fragmento del Comentario de la Comisión de Derecho Internacional al Artículo 31 también resulta pertinente:

Es cierto que pueden ocurrir casos en que proceda imputar un elemento identificable del daño a una de las varias causas concurrentes. Pero a menos que se demuestre que una parte del daño obedecía a una causa distinta de la del daño imputado al Estado responsable, debe imputarse a éste la responsabilidad de todas las consecuencias, que no sean demasiado remotas, de su comportamiento ilícito. (Énfasis agregado)

669. Por lo tanto, el Tribunal debe decidir, sobre la base de todas las pruebas que le han sido presentadas, si existe un nexo causal entre la omisión negligente de OEPC de divulgar la verdadera naturaleza del Acuerdo de Farmout al Ecuador y de solicitar autorización ministerial al Ministro para transferir ciertos derechos en el Contrato de Participación a AEC en octubre de 2000 y la declaración de caducidad por parte de la Demandada el 15 de mayo de 2006 y, a través de esta última, de los perjuicios resultantes de la caducidad.

670. El Tribunal observa que no toda contribución de la parte perjudicada al daño que ha sufrido resultará en un pronunciamiento de culpa concurrente. La contribución debe ser sustancial y significativa¹¹⁷. En este sentido, el Tribunal cuenta con un amplio margen de discrecionalidad al estimar la culpa¹¹⁸.

671. El Tribunal recuerda los términos de los Artículos 21.1.1 y 21.1.2 del Contrato de Participación, que establecen que “[e]ste Contrato de Participación terminará”, entre otras, por las siguientes causales:

¹¹⁷ *MTD Equity Sdn. Bhd. y MTD Chile S.A. c. República de Chile* (Caso CIADI No. ARB/01/7), Decisión de Anulación del 21 de marzo de 2007, párrafo 101.

¹¹⁸ *Ídem*.

21.1.1 Por declaratoria de caducidad emitida por el Ministerio del Ramo por las causales y bajo el procedimiento establecido en los artículos setenta y cuatro (74), setenta y cinco (75) y setenta y seis (76) de la Ley de Hidrocarburos, en lo que sean aplicables.

[...]

21.1.2 Por transferir derechos y obligaciones del Contrato de Participación, sin autorización del Ministerio del Ramo.

672. Así, OEPC pactó un marco contractual que autorizaba expresamente la caducidad ante una violación del Artículo 74.11 de la LHC. Al acordar los Artículos 21.1.1 y 21.1.2 en el Contrato de Participación y luego no solicitar, de manera imprudente y negligente, la autorización ministerial correspondiente, OEPC se expuso a un riesgo grave de que la caducidad fuera declarada.

673. Parafraseando el texto del Artículo 39 de los Artículos sobre Responsabilidad de los Estados por Hechos Internacionalmente Ilícitos de la Comisión de Derecho Internacional, el Tribunal debe determinar si esta negligencia de OEPC contribuyó a su daño en forma sustancial y significativa o si fue un factor de contribución menor que, basado en los hechos posteriores ocurridos, como el Laudo del IVA, no puede considerarse, en términos jurídicos, como un nexo en la cadena causal.

674. Ambas partes han citado extensivamente en respaldo de sus respectivas posiciones fragmentos de la tesis de 1974 de la Profesora Brigitte Stern, miembro del presente Tribunal, titulada "*Le préjudice dans la théorie de la responsabilité internationale*". El Tribunal está de acuerdo en que la tesis de la Profesora Stern, en particular el Capítulo II titulado "*Application nuancée des règles normales de la causalité*", resulta ser muy instructivo y aporta información para su decisión sobre esta materia.

675. En una sección de este capítulo de su tesis titulado “*Acte de la victime justifiant partiellement l’acte de l’État*”, la Profesora Stern se refiere a los casos de *Delagoa Bay Railway*¹¹⁹ y *Lillie Kling c. México*¹²⁰ como autoridades para respaldar la siguiente proposición:

Il y a enfin un certain nombre de circonstances dans lesquelles l’acte de la victime ne justifie que partiellement l’acte de l’État et où il faut donc considérer qu’aussi bien l’un que l’autre sont intervenus de façon complémentaire dans la production du dommage.

[Traducción: Por último, existe un cierto número de circunstancias en las que el acto de la víctima justifica sólo parcialmente el acto del Estado y en las que, como resultado, debe concluirse que tanto aquella como éste operaron de manera complementaria para producir el daño].

676. Las palabras utilizadas en el caso *Delagoa Bay Railway* se transcriben a continuación:

Toutes ces circonstances qui peuvent être alléguées à la charge de la compagnie concessionnaire et à la décharge du gouvernement portugais atténuent la responsabilité de ce dernier et justifient [...] une réduction de la réparation à allouer¹²¹

[Traducción: Todas estas circunstancias que pueden plantearse contra el concesionario y favorecer al gobierno portugués reducen la responsabilidad de éste y justifican [...] una reducción en la compensación a otorgarse]. (Énfasis agregado)

677. En el caso *Lillie Kling*, el comisionado presidente opinó que “no es posible dejar de considerar que la acción de [los] soldados [mexicanos] [disparar y asesinar a un

¹¹⁹ Arbitraje *Delagoa Bay Railway* (Laudo del 29 de marzo de 1900), reimpresso en H. Lafontaine, *Pasicrisie Internationale* (1902) 397.

¹²⁰ *Lillie S. Kling (EE.UU.) c. los Estados Unidos Mexicanos* (Laudo del 8 de octubre de 1930), reimpresso en *Reports on International Arbitral Awards* (2006), Volumen IV, 575.

¹²¹ Arbitraje *Delagoa Bay Railway* (Laudo del 29 de marzo de 1900), reimpresso en H. Lafontaine, *Pasicrisie Internationale* (1902), página 402.

estadounidense] fue motivada por los disparos al aire [...] de manera asaz imprudente”¹²²

Tal “imprudencia” parece haber sido tenida en cuenta por la Comisión a fin de reducir el monto de la compensación.

678. El Tribunal concuerda con la noción de que puede reducirse la compensación si la parte demandante tuvo culpa y esa culpa contribuyó al perjuicio sufrido y respecto de la cual quien evalúa los hechos, en ejercicio de su discrecionalidad, considera que la parte demandante debiera tener cierta responsabilidad¹²³.

679. En el presente caso, tal como fue señalado precedentemente, OEPC había acordado en el Contrato de Participación que, si no obtenía una autorización ministerial a fin de transferir derechos consagrados en el Contrato de Participación a AEC, corría el riesgo de que la Demandada declarara la caducidad del Contrato de Participación. Como no solicitó la autorización correspondiente, el Tribunal ha determinado que actuó de manera negligente y que fue culpable de un acto ilícito. La falta de las Demandantes impidió a la Demandada ejercer, de manera formal, su derecho soberano a examinar y aprobar a AEC como cesionario de esos derechos y, aún más importante en atención a los hechos del presente caso, a examinar a cualquier otro inversor desconocido al que AEC pudiera eventualmente transferir sus derechos.

¹²² *Lillie S. Kling (EE.UU.) c. los Estados Unidos Mexicanos* (Laudo del 8 de octubre de 1930), reimpresso en *Reports on International Arbitral Awards* (2006), Volumen IV, página 585.

¹²³ Éste es también el fundamento de la decisión adoptada por el tribunal en el caso *MTD Equity Sdn Bhd. c. República de Chile*, Laudo del 25 de mayo de 2004, párrafos 242 y 243 de que “las Demandantes deben asumir parte de los daños sufridos”.

680. En opinión del Tribunal, las Demandantes deberían pagar un precio por haber cometido un acto ilícito que contribuyó en forma sustancial al perjuicio que posteriormente sufrieron cuando se dictó el Decreto de Caducidad.

681. Al analizar en qué proporción la culpa de las Demandantes contribuyó al daño sufrido por éstas, el Tribunal señala que el dictado del Decreto de Caducidad, tal como lo ha determinado el Tribunal, constituyó una sanción desproporcionada y una medida equivalente a la expropiación de la inversión significativa de las Demandantes en el Ecuador. La totalidad de los daños de las Demandantes fueron provocados por la Caducidad. Resta por determinar al Tribunal en qué medida y en qué proporción el acto ilícito de las Demandantes de 2000 contribuyó a aliviar la responsabilidad de la Demandada.

682. El Tribunal recuerda que, en el otoño de 2000, AEC era una entidad que ya se encontraba presente y estaba activa en el Ecuador, y por lo tanto era bien conocida por la Demandada y, en particular, por PetroEcuador

683. Si OEPC hubiera solicitado el consentimiento del Ministro en octubre de 2000, muy probablemente lo habría obtenido, y es probable que la Demandada no hubiera declarado la “Caducidad” en 2006. En otras palabras, si OEPC no hubiera violado las leyes, quizá no habría operado la Caducidad. En tal sentido, el Tribunal recuerda que la Ecuador invocó la violación de la ley por parte de OEPC como principal fundamento del Decreto.

684. Por otra parte, tal como se ha señalado precedentemente en este Laudo, la publicación del Laudo del IVA a favor de las Demandantes y el malestar social contra OEPC también fueron factores que, en la opinión del tribunal, contribuyeron sustancial y significativamente a la declaración de la Caducidad.

685. En otras palabras, es una conjunción de distintos factores que, en suma, en forma complementaria, fueron las causas de la decisión de la Demandada de declarar la Caducidad. La tarea difícil del tribunal en este caso radica en sopesar la relación causal relativa de esta serie de factores con el Decreto de Caducidad y, por consiguiente, con los daños provocados a las Demandantes.

4. *Conclusión del Tribunal*

686. El Tribunal concuerda con el Comité de Anulación del CIADI en el caso *MTD Equity* en que “[la medición de] la función de las dos partes que contribuyeron al daño [...] entrañ[a] dificultad”¹²⁴. Sin embargo, el Tribunal debe tomar una decisión y lo ha hecho.

687. Luego de considerar y ponderar todos los argumentos que las partes han presentado ante el Tribunal con respecto a este tema, y en particular la prueba y las autoridades legales descritas en presente capítulo, el Tribunal, en ejercicio de su amplia discrecionalidad, determina que, como consecuencia de su sustancial y significativo acto ilícito, las Demandantes han contribuido en un 25% al perjuicio sufrido cuando la

¹²⁴ *MTD Equity Sdn Bhd. c. República de Chile*, Decisión de Anulación del 21 de marzo de 2007 (CIADI), párrafo 101.

Demandada sancionó el Decreto de Caducidad. La consecuente atribución de responsabilidad entre las Demandantes y la Demandada – es decir, un 25% y un 75% – es justa y razonable en vista de las circunstancias del presente caso.

G. Cuestiones pendientes relacionadas con los daños

1. Introducción

688. Con el conocimiento obtenido de sus conclusiones con respecto a las cuatro cuestiones preliminares analizadas en las secciones anteriores del presente Laudo, el Tribunal determinará el monto de la compensación adeudada por la Demandada a las Demandantes.

689. Existen diversas cuestiones fundamentales pendientes relativas a la determinación del monto de la compensación en el presente caso. Tal como se verá más adelante, estas cuestiones incluyen, antes que nada, el estándar apropiado de reparación y el método apropiado de valuación.

690. Ambas partes concuerdan en que un método de valuación es el método de flujo de caja descontado (“FCD”)¹²⁵, que implica la aplicación de diversas variables, incluidas (i) el perfil de producción exacto, (ii) los factores de ajuste de reservas, (iii) las proyecciones del precio del petróleo, (iv) la tasa de descuento apropiada y (v) los costos de capital y los gastos operativos. Las Demandantes también presentan un reclamo por daños indirectos supuestamente causados por el Decreto de Caducidad respecto de su contrato de

¹²⁵ Las Demandantes afirman que, en este caso particular, el método de FCD es el único método que debería emplearse mientras que, tal como se señala más adelante en este capítulo del Laudo, la Demandada sostiene que el Tribunal también debería examinar las ventas comparables.

“despacho o pago” celebrado con OCP, un reclamo por costos por despidos y un reclamo por una carga abandonada.

691. Para comenzar su análisis, el Tribunal desea reconocer la ayuda que le ha sido brindada en la determinación del monto de la compensación de las Demandantes por los abogados de ambas partes así como los informes y testimonios de los expertos en daños de las partes, el Profesor Joseph P. Kalt en representación de las Demandantes y el Sr. Daniel Johnston en representación de la Demandada.

692. Más específicamente, el Tribunal recuerda que, durante sus deliberaciones, solicitó ayuda a los expertos de las partes. Sobre este punto, como se ha mencionado con anterioridad, el 11 de marzo de 2011 emitió su Resolución Procesal No. 9, que establecía, en sus partes pertinentes, lo siguiente:

2 ASISTENCIA DE LOS EXPERTOS

- 2.1 El Tribunal invita a los expertos, el Profesor Kalt y el Sr. Johnston, a elaborar y producir un informe conjunto que estime el valor justo de mercado del Bloque 15 al 16 de mayo de 2006, utilizando el método de flujo de caja descontado.
- 2.2 Al estimar este valor, los expertos tendrán en cuenta los siguientes supuestos:
 - (a) Que las reservas arriesgadas del Bloque 15 al 15 de mayo de 2006 ascendían aproximadamente a 240 millones de barriles de petróleo (el “perfil de producción”).
 - (b) Que deberían deducirse aproximadamente 33,4 millones de barriles de petróleo de este perfil de producción para representar las reservas en los yacimientos Edén-Yuturi, Paka Sur y Paka Norte, clasificadas como “probables” en lugar de “probadas”.
 - (c) Que deberían deducirse otros tantos millones de barriles de petróleo [a ser determinados por los expertos] de este perfil de producción para representar el valor de las reservas probadas que un comprador dispuesto a comprar no podría haber producido en

ausencia de las dos torres liberadas por OEPC con anterioridad al 15 de mayo de 2006.

- (d) Con respecto a los puntos (b) y (c) precedentes, los expertos determinarán el impacto de estas deducciones sobre los costos operativos (ver punto (h) más adelante).
- (e) Que deberían utilizarse los siguientes factores de ajuste de reservas:
 - 100% para las reservas probadas
 - 50% para las reservas probables
 - 25% para las reservas posibles
- (f) Que los futuros precios WTI basados en el NYMEX deberían utilizarse como base para la estimación de precios de petróleo crudo a partir de mayo de 2006.
- (g) Que debería utilizarse una tasa de descuento del 12%.
- (h) Que los doce meses de costos operativos abonados directamente con anterioridad al 15 de mayo de 2006 (es decir, desde mayo de 2005 hasta mayo de 2006) deberían utilizarse para estimar los gastos operativos.
- (i) Que debería utilizarse un monto de \$243 millones como costos de capital.
- (j) Que no debería realizarse un análisis de ventas comparables.

693. El 21 de marzo de 2011, el Presidente del Tribunal, clarificó el supuesto incluido en el punto 2.2(a) en un correo electrónico enviado a las partes, cuyas partes pertinentes se transcriben a continuación:

Con respecto al tema específico planteado por las partes en relación con el párrafo 2.2(a) de la Resolución Procesal, el Tribunal considera que es necesario hacer una aclaración. El Tribunal confirma que los expertos deben suponer que las reservas arriesgadas del Bloque 15 al 15 de mayo de 2006 ascendían a aproximadamente 240mmbo antes de deducir de esa cifra la producción real entre el 1 de enero y el 15 de mayo de 2006 así como cualquier ajuste ya reconocido por las Demandantes.

694. El 11 de abril de 2011, los expertos presentaron un informe conjunto ante el Tribunal en el que, de conformidad con las instrucciones del Tribunal contenidas en la

Resolución Procesal N° 9, opinaron y acordaron el valor justo de mercado del Bloque 15 al 16 de mayo de 2006 (el “Informe Conjunto de los Expertos”). El Tribunal se referirá a dicho informe más adelante en este capítulo, según sea necesario.

695. Tal como fue establecido en la Resolución Procesal N° 9, el 18 de abril de 2011 las partes presentaron sus comentarios al Tribunal sobre el Informe Conjunto de los Expertos.

696. El 29 de abril de 2011, el Presidente del Tribunal informó a las partes que el Tribunal había decidido que era necesario realizar una audiencia de un día para “interrogar a los expertos sobre su Informe Conjunto y escuchar las presentaciones de las partes”.

697. El 13 de mayo de 2011, el Tribunal emitió la Resolución Procesal N° 10 que establecía, en sus partes pertinentes, lo siguiente:

7. El objetivo de la presente Resolución es brindar a las partes las instrucciones del Tribunal con respecto a la organización de la audiencia a celebrarse en Washington, D.C. el 30 de junio de 2011 (la “Audiencia”).
8. La Audiencia es una continuación de la consulta realizada por el Tribunal a los Expertos en daños de las partes, cuya asistencia, tal como fue señalado anteriormente, ha sido solicitada.
9. El Tribunal recuerda los siguientes pasajes del Informe Conjunto de los Expertos:

6. [...] [E]stuvimos de acuerdo, con base en nuestra revisión conjunta de los modelos de daños de cada uno, en que era posible identificar y unificar diferencias metodológicas y de modelo menores. Como resultado, pudimos utilizar un modelo común y presentar sus resultados ante el Tribunal.

7. [...] [T]ambién llegamos a un acuerdo sobre los enfoques y la metodología más razonables para calcular el valor justo de mercado de acuerdo con las instrucciones del Tribunal. [...]

[...]

26. [...] Ciertamente estamos dispuestos a poner a disposición nuestro modelo y/o a realizar cualquier otro cálculo adicional con ese modelo si el Tribunal así lo requiere.

10. Con base en lo anterior, el Tribunal solicita que los expertos elaboren nuevamente y produzcan de manera conjunta para ser presentado ante el Tribunal el 10 de junio de 2011, un informe complementario que aborde lo siguiente: (i) las observaciones de la Demandada del 18 de abril de 2011 y su carta del 27 de abril de 2011 y (ii) las observaciones de las Demandantes del 18 de abril de 2011 y sus cartas del 25 y 28 de abril de 2011.
11. Las partes pueden presentar sus observaciones al Tribunal sobre el informe conjunto complementario de los Expertos el 17 de junio de 2011 o con anterioridad a dicha fecha.
12. El Tribunal le solicita al Profesor Kalt y al Sr. Johnston que estén presentes en la Audiencia a fin de asistir al Tribunal y responder las preguntas que puedan formularles los miembros del Tribunal.

698. El 10 de junio de 2011, los expertos presentaron un informe conjunto complementario ante el Tribunal de conformidad con las instrucciones brindadas por el Tribunal en la Resolución Procesal N° 10 (el “Informe Conjunto Complementario de los Expertos”). Nuevamente, el Tribunal se referirá a dicho informe más adelante en este capítulo, según sea necesario.

699. El 17 de junio de 2011, las partes presentaron sus observaciones sobre el Informe Conjunto Complementario de los Expertos.

700. El 20 de junio de 2011, el Tribunal dictó la Resolución Procesal N° 11 que establecía, en sus partes pertinentes, lo siguiente:

Se requiere que los expertos, el Profesor Kalt y el Sr. Johnson, en la medida en que consideran que cada parte, en sus últimas observaciones, planteó cuestiones que no habían sido abordadas con anterioridad, elaboren y produzcan en forma conjunta para presentar ante el Tribunal el 24 de junio de 2011 un nuevo informe que aborde tales cuestiones.

Además, a fin de asistir una vez más al Tribunal en sus continuas deliberaciones, recordando una vez más el siguiente pasaje del Informe Conjunto de los Expertos del 11 de abril de 2011:

26. [...] Ciertamente estamos dispuestos a poner a disposición nuestro modelo y/o a realizar cualquier otro cálculo adicional con ese modelo si el Tribunal así lo requiere. (Énfasis agregado)

reiterado en el párrafo 7 del Informe Conjunto de los Expertos del 10 de junio de 2011, el Tribunal solicita a los expertos que presenten ante este Tribunal y a las partes cálculos alternativos del valor justo de mercado del Bloque 15 al 16 de mayo de 2006 (ver Tabla 3, párrafo 30, del Informe Conjunto de los Expertos del 10 de junio de 2011) que reflejen lo siguiente, en forma separada y acumulativa:

- i. el efecto pleno de la demora de las torres con base en el caso *NSA Delay* (ver Observaciones de la Demandada del 17 de junio de 2011, páginas 6-12);
- ii. la incorporación de \$20 millones a los doce meses de costos operativos de OEPC con anterioridad al 15 de mayo de 2006 para estimar los gastos operativos (ver Observaciones de la Demandada del 17 de junio de 2011, páginas 12-15); y
- iii. la deducción de una cantidad adicional de .38 millones de barriles de petróleo del perfil de producción de OEPC que represente las reservas del pozo Limoncocha LC-103 que deberían haber sido clasificadas como “probables” y no como “probadas”.

El Tribunal solicita estos cálculos alternativos mientras sus miembros continúan con sus preparativos para la audiencia del 30 de junio.

701. El 24 de junio de 2011, los expertos presentaron un segundo informe conjunto complementario al Tribunal según las instrucciones dictadas por el Tribunal en la Resolución Procesal N° 11 (el “Segundo Informe Conjunto Complementario de los Expertos”). El Tribunal se referirá a dicho informe más adelante en este capítulo, según sea necesario.

702. Por último, tal como establecía la Resolución Procesal N° 10, el Tribunal celebró una audiencia de un día en Washington, D.C. el 30 de junio de 2011. El Tribunal interrogó a los expertos y escuchó las presentaciones de las partes.

703. Luego de esta audiencia, el Tribunal continuó con sus deliberaciones con respecto a las cuestiones sobre la responsabilidad y el monto de la compensación.

2. Valor Justo de Mercado (“VJM”)

(a) La posición de las Demandantes

704. Las Demandantes afirman que el derecho internacional es el que rige la vía de reparación adecuada por los incumplimientos del Tratado cometidos por Ecuador y que el estándar apropiado de reparación en el derecho internacional es la compensación de las pérdidas sufridas por la víctima. En virtud del derecho internacional, agregan las Demandantes, el VJM es la medida apropiada de los daños y perjuicios.

705. En cuanto al VJM *per se*, las Demandantes sostienen que el estándar de valuación del valor actual neto del Bloque 15 a la fecha de expropiación es “el precio que un comprador dispuesto a comprar pagaría a un vendedor dispuesto a vender en circunstancias en las que cada uno contaba con información confiable, cada uno deseaba maximizar su ganancia financiera y ninguno actuaba bajo amenaza o coacción”.

(b) La posición de la Demandada

706. La Demandada no está en desacuerdo con las Demandantes en cuanto a que, ante una determinación por parte del Tribunal de que ha ocurrido una expropiación de la inversión de las Demandantes (y así lo ha decidido el Tribunal), rige el Artículo III del Tratado, es decir, “[l]a indemnización equivaldrá al valor justo en el mercado que tenga la inversión expropiada inmediatamente antes de que se tome la acción expropiatoria o de que ésta se llegue a conocer, si ello ocurre con anterioridad”.

(c) ***La conclusión del Tribunal***

707. El Tribunal concuerda con las partes. Luego de haber determinado, en las secciones anteriores del presente Laudo, que la inversión de las Demandantes en el Ecuador fue expropiada mediante la sanción del Decreto de Caducidad, el Tribunal determinará a continuación, tal como señala el Artículo III del Tratado, el valor justo de mercado de dicha inversión. El Tribunal concuerda con la definición de VJM aportada por el Profesor Kalt y adopta dicha definición:

La medición del valor justo de mercado en un contexto como el que estamos evaluando aquí implica contemplar en forma adecuada los resultados de *mercado*. Específicamente, en la actualidad el valor justo de mercado de un flujo de ingresos netos (es decir, ingresos brutos menos los gastos relacionados) que se pueden obtener en virtud de la operación de un proyecto de varios años, como el desarrollo del Bloque 15 por parte de OEPC, implica la evaluación del monto de dinero que razonablemente podría esperarse que un comprador dispuesto a comprar pagaría a un vendedor dispuesto a vender a fin de inducir al vendedor a renunciar a sus derechos frente a tales ingresos netos. En este caso, Occidental se encuentra en la posición de un vendedor en el sentido de que lo que buscamos es una medición de la suma que Occidental habría razonablemente estado dispuesta a aceptar para quedar voluntariamente excluida del contrato referido y de las oportunidades de generación de ingresos relacionadas, en lugar de haber sufrido la terminación involuntaria del contrato y de esas oportunidades por Ecuador¹²⁶. (Énfasis en el original)

3. *El método de Flujo de Caja Descontado (“FCD”)*

708. El Tribunal considera que, en el presente caso, el enfoque económico estándar para medir actualmente el valor justo de mercado de un flujo de ingresos netos (es decir, ingresos brutos menos los gastos relacionados) generados por la operación de un proyecto de muchos años, como lo es el desarrollo del Bloque 15 por parte de OEPC, es calcular el valor actual, al 16 de mayo de 2006, de los beneficios netos, o los “flujos de caja

¹²⁶ Informe Pericial de Joseph P. Kalt del 17 de septiembre de 2007, párrafo 14. Ver también comentarios del Tribunal en los párrafos 540, 541 y 563 *supra*.

descontados”. Estos flujos de caja netos se determinan de manera apropiada calculando el flujo de beneficios (“flujos de caja”) que las Demandantes habrían esperado obtener razonablemente en un estado de situación en el que hipotéticamente la terminación del Contrato de Participación no ocurrió y comparándolo con el flujo de caja real obtenido por las Demandantes con posterioridad a la terminación. La diferencia entre estos dos flujos de caja (el estado de situación en el que no hubo terminación menos el estado de situación real con terminación del contrato), descontados a la fecha real de terminación contractual, es la medida económicamente apropiada y confiable del daño económico acumulativo sufrido por las Demandantes como consecuencia de la terminación contractual.

709. Mediante el uso del modelo de FCD como punto de partida para medir el VJM, el Tribunal observa además que el marco analítico para determinar el VJM en estas circunstancias requiere que se cumpla con diversos pasos. Estos pasos fueron resumidos en forma clara por la Demandada y las Demandantes concuerdan con ellos. Los pasos son los siguientes:

- (a) Determinación del tamaño del yacimiento (proyectar la cantidad de barriles que hay en el campo);
- (b) Creación de un perfil de producción (establecer la cantidad de barriles que puede producirse cada año en forma económica);
- (c) Asignación de factores de ajuste de riesgo (“RAF”) a las reservas (para reflejar el riesgo de que determinadas categorías de reservas no producirán la cantidad de petróleo proyectada);
- (d) Aplicación de un pronóstico de precio (multiplicación de la cantidad de barriles incluida en el perfil de producción por un precio proyectado de petróleo, menos los costos de producción de esos barriles); y

- (e) Aplicación de una tasa de descuento (para reflejar, entre otras cosas, el tiempo-valor del dinero, del negocio y del riesgo país).

4. Volumen y perfil de producción en el Bloque 15

710. El componente más importante del modelo de FCD en el presente caso es la determinación del volumen y del perfil de producción del Bloque 15. Las pruebas presentadas por las partes sobre este punto son abultadas. El Tribunal se abocará a analizar estas pruebas.

(a) Los informes periciales de las Partes

(i) El Informe Pericial de NSAI del 17 de septiembre de 2007

711. En representación de las Demandantes, Netherland, Sewell & Associates Inc. (“NSAI”) presentaron su primer informe pericial en el que realizaron una estimación absolutamente independiente de todas las reservas brutas del Bloque 15 al 30 de abril de 2006. El Tribunal observa que este estudio fue realizado utilizando las definiciones de 1997 de las reservas de petróleo y gas adoptadas por la *Society of Petroleum Engineers* y el *World Petroleum Council*, que representan los estándares aceptados en la industria para la clasificación de reservas.

712. En su informe, NSAI estimó que las reservas brutas del Bloque 15 al 30 de abril de 2006 ascendían a 320 millones de barriles¹²⁷. Luego, las Demandantes sometieron esta estimación de reservas al análisis de riesgo estándar de OEPIC y su experto, el Profesor

¹²⁷ Ver Informe Pericial de NSAI del 17 de septiembre de 2007, párrafo 183.

Kalt, determinó que la estimación de reservas realizada por NSAI equivalía a aproximadamente 240 millones de barriles de petróleo al 1 de enero de 2006.¹²⁸

(ii) El Informe Pericial de RPS Scotia de marzo de 2009

713. En este informe presentado en representación de la Demandada, RPS Scotia sostuvo que las reservas sin producir y sin desarrollar de NSAI utilizadas en el modelo económico del Profesor Kalt estaban sobreestimadas. RPS Scotia concluyó que las reservas brutas arriesgadas del Bloque 15 ascendían a 132,8 millones de barriles al 30 de abril de 2006 para el Caso Base de RPS Scotia¹²⁹ y a 134,0 millones de barriles para el Caso Aceleración de RPS Scotia¹³⁰. Las reservas no arriesgadas ascendían a 199,2 millones de barriles para el Caso Base y a 202,2 para el Caso Aceleración. Ello comparado con las reservas brutas arriesgadas y no arriesgadas de NSAI/OEPC que ascienden a 228,6 millones de barriles y 320,7 millones de barriles, respectivamente, para el Bloque 15 al 30 de abril de 2006.

¹²⁸ Informe Pericial de Joseph P. Kalt del 17 de septiembre de 2007, Anexo 1, página 14.

¹²⁹ Definido por RPS Scotia como un “pronóstico que sigue lo más fielmente posible el cronograma de capital utilizado en el modelo Kalt. [...] RPS eliminó determinados casos del conjunto de proyectos NSA que, en su opinión, un operador prudente no hubiera ejecutado. A fin de igualar el cronograma de capital de Kalt, se eliminaron ocho proyectos adicionales”. Ver Informe Pericial de RPS Scotia de marzo de 2009, página 27.

¹³⁰ Definido por RPS Scotia como un pronóstico que “utilizó todos los proyectos que ‘pasaron la prueba’, en opinión de RPS Scotia, incluidos los ocho proyectos mencionados precedentemente”. Ver Informe Pericial de RPS Scotia de marzo de 2009, página 27.

(iii) El Informe de RPS Scotia de junio de 2009 titulado “Estudio de Certificación de Reservas del Bloque 15 en Ecuador y Plan de Desarrollo al 1 de enero de 2009”

714. El Tribunal observa que este informe (“Certificación de Reservas de RPS Scotia de junio de 2009”) fue obtenido por las Demandantes durante la etapa de producción de documentos. Dicho informe fue realizado con objetivos comerciales e informativos de Petroamazonas, no para el presente arbitraje. Petroamazonas, una entidad ecuatoriana, está obligada por la ley ecuatoriana a informar a la DNH, anualmente, sobre las reservas y otras cuestiones, y a certificar que sus estimaciones son correctas. Las Demandantes señalan que este informe confirma las estimaciones de reservas de NSAI. Según las Demandantes, si se ajusta al 1 de mayo de 2006, la Certificación de Reservas de RPS Scotia de junio de 2009 arroja una estimación de 227,1 millones de barriles utilizando los factores de ajuste de reservas de las Demandantes, que según las Demandantes es “notablemente similar” a la estimación de reservas arriesgadas de NSAI que asciende a 228,6 millones de barriles al 30 de abril de 2006.

(iv) Segundo Informe Pericial de RPS Scotia de septiembre de 2009

715. En este informe, presentado en representación de la Demandada, RPS Scotia opinó que debía eliminar una cantidad considerable de pozos de su Certificación de Reservas de junio de 2009 y de la estimación de NSAI. Las reservas de dichos pozos, argumentó RPS Scotia, son mayores que las que realmente habrían podido ser recuperadas en el Bloque 15 porque, por ejemplo, las Demandantes contaron barriles por partida doble e incluyeron proyectos que no cumplían con el umbral económico mínimo. Además, RPS Scotia sostuvo que el modelo de daños de las Demandantes se basa en planes de producción que no fueron aprobados por las autoridades ecuatorianas y en un

cronograma de perforación que ningún comprador razonable habría considerado, dado que las torres de perforación necesarias para cumplir con dicho cronograma simplemente no existían.

(v) Informe Pericial Complementario de NSAI de junio 12 de 2009

716. Este informe complementario presentado por NSAI en representación de las Demandantes fue realizado con el objetivo de:

- evaluar la suficiencia y la confiabilidad del Informe de RPS Scotia de marzo de 2009 que estimaba reservas considerablemente menores para el Bloque 15 de las reservas estimadas en el Informe de NSAI original;
- evaluar el mérito de las numerosas críticas realizadas por RPS Scotia a la metodología empleada por NSAI y a sus estimaciones de reservas; y
- confirmar la exactitud de las estimaciones de reservas brutas (100 por ciento) incluidas en el Informe de NSAI basadas en los datos de producción y de operación suministrados por Ecuador en relación con el Bloque 15 para el período mayo 2006-marzo 2009.

717. En este informe complementario, NSAI sostuvo que RPS Scotia no estimó las reservas del Bloque 15 empleando las prácticas comúnmente aceptadas en la industria del petróleo. En particular, RPS Scotia no realizó su propio análisis independiente de la información relativa al Bloque 15 sino que se basó en el trabajo de NSAI, Petroamazonas y Occidental. Ello, por tanto, constituía una auditoría y no un análisis separado e independiente. NSAI también consideró que las reducciones pozo por pozo aplicadas por RPS Scotia a las estimaciones de reservas de NSAI no estaban justificadas desde el punto de vista técnico. NSAI opinaba que los datos sobre producción a partir de mayo de 2006 confirmaban la exactitud de la estimación de producción inicial realizada por NSAI el 17

de septiembre de 2007, es decir, que las reservas arriesgadas ascendían a 240 millones de barriles de petróleo al 1 de enero de 2006.

(b) Conclusión del Tribunal

718. El Tribunal ha considerado cuidadosamente los informes de los expertos de las partes así como la prueba oral presentada. El Tribunal también ha tenido en cuenta las presentaciones de las partes en torno a las reservas del Bloque 15. Tal como fue señalado precedentemente, este es el componente más significativo en la aplicación del modelo de FCD en el presente caso. Para llegar a su conclusión sobre el volumen y el perfil de producción del Bloque 15, el Tribunal ha realizado las siguientes determinaciones.

719. Desde un comienzo, el Tribunal observa que la estimación de reservas de NSAI en su Informe del 17 de septiembre de 2007 en la forma de un pronóstico de producción es una práctica estándar en la industria. Las Demandantes, a fin de crear un perfil de producción arriesgada, aplicaron los porcentajes de riesgo estándar utilizados por la compañía y sus filiales en el curso ordinario de sus negocios en todo el mundo.

720. El Tribunal es plenamente consciente de que la Demandada, basándose en los dos informes de su experto, RPS Scotia, ha declarado que existían “numerosas deficiencias en el perfil de producción presentado por las Demandantes”¹³¹ y que su perfil de producción era “simplemente imposible de alcanzar.”¹³²

¹³¹ Ver nota al pie 1, punto (1), en Tablas de Daños Comentadas de la Demandada del 20 de febrero de 2010.

¹³² *Ídem*.

721. Sin embargo, el Tribunal recuerda que el Segundo Informe Pericial de RPS Scotia de septiembre de 2009 fue seriamente cuestionado por las Demandantes. El argumento más sólido presentado por el experto de las Demandantes, NSAI, en su Informe Complementario es que las estimaciones de reservas de Petroamazonas de junio de 2009 realizadas por RPS Scotia confirma las estimaciones de NSAI originalmente presentadas por las Demandantes.

722. El Tribunal concuerda con las Demandantes. Sin embargo, tal como se verá más adelante, estas estimaciones de reservas, en opinión del Tribunal, deben ser ajustadas porque el modelo de daños de las Demandantes se basa en algunos planes de producción que no fueron aprobados y en supuestos que no eran realistas.

723. Al criticar la utilización por parte del Sr. Johnston del perfil de producción de RPS Scotia, el Profesor Kalt señaló:

Enfoque de Johnston: Como se observa en la Tabla 2, la utilización que hace Johnston del perfil de producción de RPS Scotia constituye la diferencia más grande entre la determinación del valor actual neto de Johnston y la mía. Esto remarca la importancia de asegurar que las estimaciones de reservas subyacentes utilizadas para el análisis SCF sean razonables y comprobables por medio de información disponible.

Sin embargo, la estimación de RPS Scotia sobre las reservas arriesgadas brutas, en las cuales Johnston confió, es de tan solo 131 millones de barriles. Esta cifra de 131 millones de barriles parece pequeña al lado de la cifra de reservas arriesgadas, anteriormente mencionada, de 294,3 millones de barriles (al 31 de diciembre de 2006) que Ecuador mismo informó como operador del Bloque 15 en el Programa Quinquenal de PetroEcuador 2007-2011. En consecuencia, las estimaciones de reservas propias de Ecuador son aproximadamente de dos veces y un cuarto el nivel que presentó Scotia y que Johnston utilizó aquí en el informe que elaboró en nombre de Ecuador. Esta desconexión entre las estimaciones de reservas subyacentes debilita la confiabilidad de los resultados de RPS Scotia/Johnston.

Las estimaciones de reserva arriesgadas bajas que utilizó Johnston surgen a partir de la metodología que RPS Scotia utilizó para elaborar las estimaciones de

reservas y de su aplicación a aquellas reservas de factores de reserva ajustados (“RAFs”) tomadas directamente de la encuesta de la SPEE anteriormente mencionado. Los resultados de esta encuesta representan, a lo sumo, reglas empíricas generales y difieren sustancialmente de los factores de riesgos que fueron utilizados por los operadores del Bloque 15¹³³. (Énfasis agregado; notas al pie omitidas)

724. La Certificación de Reservas de junio de 2009 realizada por RPS Scotia que fue obtenida por las Demandantes durante la etapa de solicitud de documentos en el arbitraje presentó claramente un dilema para la Demandada. La Demandada optó por no cuestionar la exactitud de estas estimaciones. En su lugar, adoptó la posición legal de que es inadmisibles referirse a pruebas posteriores a la valuación.

725. En este sentido, el Tribunal observa que RPS Scotia, en su Segundo Informe Pericial de septiembre de 2009 presentado en representación de la Demandada, se refirió a su Informe de Certificación de Reservas de junio de 2009 para Petroamazonas y se basó en él. RPS Scotia afirmó que:

Por último, tal como se explicó en la Sección 5 del presente informe, RPS Scotia fue contratada por Petroamazonas en diciembre de 2008 para realizar un estudio de certificación de reservas detallado durante seis meses sobre el Bloque 15 que es independiente y ajeno a la participación de RPS Scotia en el presente arbitraje. El costo de dicho estudio ascendió a \$ 1,3 millones y se presentó un informe final a Petroamazonas en julio de 2009. Los resultados de ese estudio han sido incorporados al presente informe en la Sección 5.0 [...] ¹³⁴. (Traducción del Tribunal)

726. Las Demandantes sostienen que es admisible, tal como lo ha hecho el experto de la Demandada, utilizar datos posteriores a la fecha de valuación para verificar o contrastar los supuestos planteados en el modelo de FCD. El Tribunal concuerda con esta

¹³³ Informe Pericial en Refutación de Joseph P. Kalt del 12 de junio de 2009, párrafos 62-64. El Tribunal considera sólidas las críticas del Profesor Kalt.

¹³⁴ Segundo Informe Pericial de RPS Scotia de septiembre de 2009, párrafo 50.

postura. En el laudo del caso *Starrett Housing*, el tribunal opinó que el experto designado por el tribunal podía basarse en hechos ocurridos con posterioridad a la fecha de expropiación para constatar los supuestos planteados siempre y cuando dichos supuestos fueran razonablemente previsibles en la fecha de valuación¹³⁵. Esto es precisamente lo que hizo el experto de las Demandantes en el presente caso.

727. En estas circunstancias, el Tribunal acepta, siempre y cuando se realicen los dos ajustes que se explicarán a continuación, que las estimaciones de reservas arriesgadas de las Demandantes, al 1 de enero de 2006, eran de aproximadamente 240 millones de barriles de petróleo. Las estimaciones de reservas arriesgadas de las Demandantes, una vez ajustadas a la producción que tuvo lugar desde el 1 de enero al 15 de mayo de 2006, arrojan un resultado de reservas arriesgadas total de 227 millones de barriles de petróleo al 16 de mayo de 2006¹³⁶.

728. Tal como fue anticipado, restan dos áreas importantes de controversia entre las partes que, en opinión del Tribunal, son relevantes para su determinación de las estimaciones de reservas de las Demandantes a la fecha del Decreto de Caducidad.

729. En primer lugar, la Demandada alega que algunas reservas en los yacimientos Edén-Yuturi, Paka Sur, Paka Norte y Limoncocha deberían eliminarse porque, si bien fueron presentadas por OEPC ante la DNH para su aprobación el 1 de diciembre de 2005

¹³⁵ *Starrett Housing Corporation y otros c. República Islámica de Irán*, Laudo del 14 de agosto de 1987, reimpresso en 4 Iran-US C.T.R. 112, páginas 123-124.

¹³⁶ Ver, en este sentido, el Informe Conjunto de los Expertos, párrafos 9-10. Ver también el Informe Conjunto Complementario de los Expertos, párrafo 12.

en su Segundo Plan de Desarrollo Modificado, todavía no se había otorgado la autorización a la fecha de sanción del Decreto de Caducidad. Estas reservas, afirma la Demandada, totalizan 33,7 millones de barriles que deberían haber sido clasificadas como “probables” y no como “probadas”.

730. Las Demandantes reconocen que el desarrollo de estos yacimientos no había sido aprobado por la DNH a la fecha de sanción del Decreto de Caducidad¹³⁷, pero sostienen que ello respondió al hecho de que en los meses previos a la declaración de caducidad, el proceso de aprobación de la DNH se volvió significativamente más lento. También argumentan que el Plan de Desarrollo de Edén-Yuturi fue en realidad aprobado por la DNH en marzo de 2007 cuando fue presentado por Petroamazonas sobre la base de los propios estudios de OEPC como operador.

731. A fin de decidir sobre esta cuestión, el Tribunal recuerda que las reservas “probadas” son aquellas que, con base en los datos geológicos y de ingeniería y con un grado de certeza razonable, pueden considerarse susceptibles de recuperación en términos económicos de reservas conocidas. El desarrollo de los pozos en cuestión en el Ecuador fue sin dudas sometido a la aprobación de la DNH. El hecho es que este plan no fue aprobado al momento de la sanción del Decreto de Caducidad. Así, un comprador dispuesto no podría haber comenzado a perforar estos pozos el día siguiente al de la sanción del Decreto de Caducidad.

¹³⁷ Ver Informe Pericial de NSAI del 17 de septiembre de 2007, página 3, nota (1).

732. El Tribunal no está convencido, según lo que surge del expediente, de que la falta de aprobación por parte de la DNH de los programas de trabajo y los presupuestos relacionados al plan en cuestión haya estado influenciada por la tensa relación existente entre OEPC y Ecuador en ese momento.

733. En vista de ello, el perfil de producción de las Demandantes será reducido en función de los barriles de las reservas de petróleo en los yacimientos Edén-Yuturi, Paka Sur, Paka Norte y Limoncocha que deberían haber sido clasificadas como “probables” y no como “probadas”¹³⁸. Como corolario de este ajuste, el Tribunal deberá considerar el impacto de esta reducción respecto de la estimación de los gastos operativos realizada por las Demandantes¹³⁹.

734. Por último, la Demandada alega que el perfil de producción de las Demandantes debería ajustarse a fin de reflejar la liberación por parte de OEPC de dos torres con anterioridad a la sanción del Decreto de Caducidad¹⁴⁰.

735. Las Demandantes responden que “tienen derecho a suponer que la perforación del Bloque 15 habría tenido lugar como si hubiera habido dos torres de perforación en el bloque el 16 de mayo de 2006”. (Énfasis agregado)

¹³⁸ Ver, en este sentido, el Informe Conjunto de los Expertos, párrafos 11-12. Ver también el Informe Conjunto Complementario de los Expertos, párrafos 8-10 y el Segundo Informe Conjunto Complementario de los Expertos, párrafos 11-13.

¹³⁹ Ver, en este sentido, el Informe Conjunto de los Expertos, párrafos 17 y ss.

¹⁴⁰ El Tribunal observa que la estimación de NSAI del número de pozos para perforar desde mayo hasta diciembre de 2006 se basó en el cronograma de perforación de OEPC durante los dos años anteriores.

736. La decisión adoptada por las Demandantes de liberar dos torres de perforación y abandonar su Plan de Desarrollo en abril de 2006 a causa de la sanción de la Ley 42 puede haber respondido a consideraciones económicas válidas, pero un cálculo de FCD confiable no puede basarse en presuposiciones “como si”. En palabras del propio experto de las Demandantes, el Profesor Kalt, los aportes utilizados como punto de partida para un análisis de FCD no pueden basarse en especulaciones o expresiones de deseo¹⁴¹.

737. En este contexto, el perfil de producción de las Demandantes será nuevamente reducido en función del “impacto de demora” causado por la falta de disponibilidad de torres de perforación que un comprador dispuesto a comprar habría enfrentado el día posterior a la sanción del Decreto de Caducidad por la ausencia de las dos torres de perforación¹⁴². Nuevamente, el Tribunal deberá considerar el impacto de esta reducción respecto de la estimación de los gastos operativos realizada por las Demandantes¹⁴³.

738. En resumen, y luego de incorporar al modelo de FCD los dos ajustes señalados precedentemente, el Tribunal concluye que, por lo demás, las Demandantes han cumplido con la carga de la prueba con respecto a su perfil de producción a la fecha de sanción del Decreto de Caducidad. Las reservas arriesgadas del Bloque 15 al 16 de mayo de 2006 totalizan 208,9 millones de barriles de petróleo según los cálculos de los expertos de las

¹⁴¹ Informe Pericial en Refutación de Joseph P. Kalt del 12 de junio de 2009, párrafo 53.

¹⁴² Ver, en este sentido, el Informe Conjunto de los Expertos, párrafos 13-15, en particular la nota al pie 2. Ver también el Informe Conjunto Complementario de los Expertos, párrafos 22-29 y el Segundo Informe Conjunto Complementario de los Expertos, párrafos 5-6.

¹⁴³ Ver, en este sentido, el Informe Conjunto de los Expertos, párrafos 17 y ss.

partes, el Profesor Kalt y el Sr. Johnston, en cumplimiento de las instrucciones dictadas por el Tribunal¹⁴⁴.

5. Factores de Ajuste de Reservas (“RAF”)

739. Cuando se estiman reservas, la práctica habitual en la industria del petróleo es ajustarlas según su categoría a fin de estimar la producción futura. Tales estimaciones se utilizan en la planificación y la operación reales de extracción de petróleo así como también en la elaboración de informes financieros, incluidos los pronósticos de ganancias futuras.

740. Las Demandantes señalan que el perito de la Demandada sobre este tema, el Sr. Wiggins, estaba de acuerdo con el Profesor Kalt en que, en toda valuación del justo valor de mercado, debería utilizarse la evaluación de los factores de ajuste de reserva realizada por el hipotético vendedor dispuesto a vender en el curso normal de sus negocios, así como otros parámetros.

741. En palabras del Profesor Kalt:

Sin embargo, he observado que es apropiado utilizar los RAF desarrollados en el curso ordinario de los negocios en la operación y evaluación de bienes particulares. En este caso, he adoptado factores de riesgo de 100%, para las reservas comprobadas, 50% para las probables, y 25% para las posibles, como desarrolló OEPIC en el curso de los negocios¹⁴⁵.

¹⁴⁴ Ver, en este sentido, el Informe Conjunto de los Expertos, párrafos 9 y 16 y el Informe Conjunto Complementario de los Expertos, párrafo 12.

¹⁴⁵ Informe Pericial en Refutación de Joseph P. Kalt del 12 de junio de 2009, párrafo 65.

742. El Sr. Wiggins aportó su testimonio en este sentido:

P: [...] Así que viendo el lado de la ecuación que corresponde al comprador dispuesto, el comprador dispuesto miraría la historia, las operaciones de los yacimientos, ¿no? [...] Un comprador dispuesto examinaría la historia de producción de los yacimientos, de las reservas que está comprando, ¿no es así?

R: Sí¹⁴⁶.

743. El Tribunal destaca la conclusión del Profesor Kalt:

[...] En este caso, he adoptado factores de riesgo de 100%, para las reservas comprobadas, 50% para las probables, y 25% para las posibles, como desarrolló OEPC en el curso de los negocios. He observado que dichos RAFs son conservadores desde el punto de vista de los factores de riesgo utilizados por el propio Ecuador como operador del Bloque 15 en el período posterior a la caducidad. Por ejemplo, para el Programa Quinquenal 2007-2011, Ecuador adopta factores de riesgo de 100%, 75% y 50%, respectivamente. Resumo tales factores en la Tabla 4 que sigue a continuación:

Tabla 4

Factores de ajuste de reservas

Categoría	OEPC	Ecuador	RPS Scotia
Probado	100%	100%	56%-100%
Probable	50%	75%	0-38%
Posible	25%	50%	0-25%

744. La decisión que debe tomar el Tribunal es si adopta los RAF del Profesor Kalt que, como él mismo señala, son más conservadores que los que utiliza Ecuador, o utiliza los RAF de RPS Scotia, que se basan en un conjunto de cifras obtenidas de encuestas realizadas por la *Society of Petroleum Evaluation Engineers* (“SPEE”) y reseñas seleccionadas de la industria por los bancos de inversión Donaldson, Lufkin, and Jenrette

¹⁴⁶ Transcripción de la Audiencia (7 de noviembre de 2009), página 1247.

(“DLJ”) y Credit Suisse First Boston (“Credit Suisse”). Los RAF de RPS Scotia resultantes son incongruentes con los RAF utilizados en el curso ordinario de los negocios en relación con el Bloque 15 por parte de OEPC y Ecuador, tal como se demuestra en la Tabla 4 del Profesor Kalt.

745. El Tribunal considera que las Demandantes han demostrado que su enfoque operacional consistente hacia los RAF es razonable.

746. El enfoque adoptado por RPS Scotia fue una compilación de diversas fuentes, incluidos los RAF obtenidos de la encuesta de la SPEE, cuyos resultados, tal como señaló el Profesor Kalt, “representan, a lo sumo, reglas empíricas generales y difieren sustancialmente de los factores de riesgos que fueron utilizados por los operadores del Bloque 15”¹⁴⁷.

747. El Profesor Kalt señaló en su crítica hacia los RAF de RPS Scotia que las estimaciones de DLJ y Credit Suisse correspondían al año 1999 y 2001, respectivamente, y que la falta de información sobre las fuentes de los datos de DLJ y CSFB así como los años a los que correspondían dificultaban una evaluación de su aplicabilidad en este contexto¹⁴⁸.

748. El Tribunal concuerda con el Profesor Kalt. Utilizar los RAF de OEPC tiene mucho sentido en términos de buenas prácticas comerciales y desde el punto de vista

¹⁴⁷ Informe Pericial en Refutación de Joseph P. Kalt del 12 de junio de 2009, párrafo 64.

¹⁴⁸ Informe Pericial en Refutación de Joseph P. Kalt del 12 de junio de 2009, párrafo 67.

jurídico. Por lo tanto, el Tribunal utilizará los siguientes factores de ajuste de reservas en su determinación del valor justo de mercado del Bloque 15:

- 100% para las reservas probadas
- 50% para las reservas probables
- 25% para las reservas posibles

749. El Tribunal recuerda que, de conformidad con su Resolución Procesal N° 9, los expertos de las partes recibieron instrucciones de utilizar estos factores de ajuste de reservas para estimar el valor justo de mercado del Bloque 15.

6. Proyecciones de precios del petróleo

750. Para que el análisis del FCD cumpla su propósito, los otros parámetros utilizados en el modelo, como el precio proyectado del petróleo, deben estar basados en datos objetivos y confiables.

751. Una vez calculados los ingresos generados por la participación de OPEC en la producción del Bloque 15, el método de FCD exige multiplicar el flujo de producción estimado por el precio obtenido por el petróleo producido. En el presente caso, esto significa utilizar un pronóstico de los precios de petróleo crudo del Bloque 15 basado en las condiciones de mercado que existían al momento de la terminación del Contrato de Participación, es decir, el 15 de mayo de 2006.

752. El Tribunal observa que el perito de las Demandantes, el Profesor Kalt, ha utilizado, para efectuar su cálculo, los precios, basados en el NYMEX, WTI (*West Texas*

Intermediate). En su opinión, este enfoque es “común, fiable y conservador” y ha sido reconocido como “la base más fiable para proyectar los precios del crudo”,¹⁴⁹.

753. El Tribunal observa que el perito de la Demandada, el Sr. Johnston, por otro lado, también utiliza un análisis de precios futuros basado en el NYMEX y lo combina con un promedio de proyecciones de precios publicado por la SPEE. El Sr. Johnston le otorga a las cifras del NYMEX un peso del 60% y a las de la SPEE, uno del 40%¹⁵⁰.

754. Luego de considerar las presentaciones escritas y orales de los peritos y de las partes, el Tribunal, por los motivos que se señalan a continuación, ha llegado a la conclusión de que el método basado en el índice NYMEX de precios futuros presentado por el Profesor Kalt brinda una evaluación adecuada y metodológicamente sólida de las expectativas reales del mercado y prevalece sobre el método de ponderación entre las cifras del NYMEX y de la SPEE presentado por el Sr. Johnston.

755. El Tribunal considera que el enfoque utilizado por el Sr. Johnston ofrece una base poco confiable para la determinación de valor porque evidentemente implica una forma de doble consideración. Tal como señala el Profesor Kalt:

El efecto de doble conteo surge porque, si los participantes del mercado de futuros confían en las cifras de la SPEE para formar sus expectativas respecto del precio futuro del petróleo, dichas expectativas ya han sido contabilizadas dentro de los precios reales arrojados luego de la negociación en NYMEX¹⁵¹.

¹⁴⁹ Informe Pericial de Joseph P. Kalt de fecha 17 de septiembre de 2007, párrafo 63.

¹⁵⁰ Informe Pericial de Daniel Johnston de fecha 9 de marzo de 2009, párrafo 52.

¹⁵¹ Informe Pericial en Refutación de Joseph P. Kalt de fecha 12 de junio de 2009, párrafo 79.

756. El Tribunal también observa que la propia SPEE, en su Encuesta del año 2006, advirtió expresamente sobre el uso de sus datos con la finalidad con la que los utilizó el Sr. Johnston. La SPEE señala:

La SPEE no recomienda el uso de los resultados de la Encuesta, ya sea en forma parcial o total, como lineamientos para realizar valuaciones. Ni la Encuesta ni su contenido tienen por objetivo establecer parámetros de Valor Justo de Mercado¹⁵². (Traducción del Tribunal)

757. Por último, la afirmación de la Demandada de que los precios del NYMEX no son utilizados para transacciones reales no parece tener un sustento sólido. El propio Departamento Federal del Interior de los Estados Unidos [*U.S. Federal Department of the Interior*], por ejemplo, observa que el uso del NYMEX en sus contratos sobre regalías tiene muchas ventajas, que incluyen el hecho de que el volumen de las transacciones y la cantidad de participantes es tan grande que, en teoría, ninguna entidad podría manipular el precio resultante.

758. Por lo tanto, el Tribunal utilizará los precios futuros WTI basados en el NYMEX como base para determinar el pronóstico de los precios de petróleo crudo desde mayo de 2006 en el cálculo del valor justo de mercado del Bloque 15¹⁵³. El Tribunal recuerda que, de conformidad con la Resolución Procesal N° 9, los expertos de las partes recibieron instrucciones de utilizar estos precios para estimar el valor justo de mercado del Bloque 15.

¹⁵² Ver Encuesta SPEE 2006, párrafo 3, tal como fue citado en Segundo Informe Pericial de Joseph P. Kalt de fecha 12 de junio de 2009, párrafo 82.

¹⁵³ Ver Informe Pericial de Joseph P. Kalt del 17 de septiembre de 2007, párrafo 62, y Anexo 1, página 10.

7. Tasa de descuento

759. El análisis del FCD exige que los flujos de caja futuros sean convertidos a flujos de caja en dólares actuales utilizando una tasa de descuento apropiada.

760. El Tribunal observa que los peritos de las partes, el Profesor Kalt y el Sr. Johnston, estuvieron en desacuerdo, desde un principio, sobre la tasa de descuento apropiada que debía aplicarse en el presente caso, dadas las características de riesgo y el perfil temporal del proyecto del Bloque 15. En su informe inicial, el Profesor Kalt utilizó una tasa del 9,18%, que representa el WACC utilizado por la sociedad controlante de OEPC, OPC, en sus operaciones a nivel mundial. El Sr. Johnston adoptó una tasa de descuento del 15%.

761. Posteriormente, luego de haber intercambiado escritos y segundos informes periciales, las Demandantes, en su Escrito Esquemático [*Skeleton Submission*], señalaron que estaban dispuestas a aceptar “que el Tribunal utilice razonablemente la tasa de descuento del 10% que ha utilizado Petroecuador o bien la tasa del 12% que han utilizado ambas partes”.

762. De hecho, el Tribunal observa que Petroamazonas, en los dos Planes Quinquenales 2007-2011 y 2008-2012 que presentó ante el Ministerio de Minas y Petróleos del Ecuador, utilizó una tasa de descuento del 12% que, según señaló, reflejaba los riesgos país, financiero y de la industria¹⁵⁴.

¹⁵⁴ RPS Scotia también utilizó una tasa de descuento del 12% al calcular el valor de los flujos de caja de las reservas en su estimación de reservas para Petroamazonas.

763. El Tribunal considera que no tiene sentido debatir esta cuestión en mayor profundidad dado que, en su opinión, también considera que una tasa de descuento del 12% es apropiada en las circunstancias.

764. Por lo tanto, el Tribunal utilizará una tasa de descuento del 12% en su determinación del valor justo de mercado del Bloque 15. El Tribunal recuerda que, de conformidad con su Resolución Procesal N° 9, los expertos de las partes recibieron instrucciones de utilizar una tasa de descuento del 12% para estimar el valor justo de mercado del Bloque 15.

8. *Proyecciones de costos operativos (OPEX) y de capital (CAPEX)*

765. Las diferencias entre las partes en torno a los costos operativos y de capital pueden resumirse de la siguiente manera:

766. En cuanto a los OPEX, las Demandantes han basado sus proyecciones hasta el año 2019 en sus costos reales de 2005.

767. La Demandada, por otro lado, ha utilizado los primeros cuatro meses y medio de OPEX en 2006 para proyectar los costos operativos para todo el plazo de duración del Contrato de Participación.

768. Las Demandantes sostienen que el enfoque de la Demandada crea “una proyección en la que los costos son significativa e injustificadamente elevados año tras año” dado que “[e]sa parte era, mensualmente, mayor que el resto de los gastos programados entre el 16 de mayo de 2006 y fin de año”.

769. La Demandada critica el enfoque utilizado por las Demandantes porque, según argumenta, “los costos de OEPC de 2005 [...] son menores y abultan la valuación de FCD de las Demandantes”.

770. El Tribunal no favorece ninguno de los dos enfoques adoptados por las partes. Si bien el Tribunal está de acuerdo con la Demandada en que los costos operativos más recientes de OEPC son la mejor prueba de que sus costos probables aumentarían, el Tribunal considera que un período de cuatro meses y medio es demasiado corto para ofrecer una proyección confiable. Un período de doce meses de operación sería más confiable¹⁵⁵.

771. Por lo tanto, el Tribunal utilizará los doce meses de los costos operativos que OEPC incurrió en forma directa con anterioridad a la sanción del Decreto de Caducidad, es decir, desde mayo de 2005 hasta mayo de 2006, como período de referencia para proyectar los costos operativos. Tal como fue señalado precedentemente¹⁵⁶, será necesario ajustar el cálculo de estos costos en función de los costos directamente relacionados con las reservas que han sido restadas del perfil de producción de las Demandantes.

772. Los expertos de las partes, a solicitud del Tribunal de conformidad con su Resolución Procesal N° 9, consideraron este período de referencia y opinaron, en forma conjunta, que sobre esa base, los costos operativos utilizados en el análisis de FCD para

¹⁵⁵ Ver D.I. Heather y G.B. Wiggins, “How to Bid Successfully in a Changed Marketplace” en Oil & Gas Journal (2001), reimpreso por LexisNexis, página 3.

¹⁵⁶ Ver *supra* párrafos 733 y 737.

proyectar los costos operativos de las Demandantes deberían ser de aproximadamente \$ 151 millones¹⁵⁷.

773. En cuanto a los CAPEX, las partes sólo están en desacuerdo sobre si deberían ser arriesgados o no.

774. Las Demandantes sostienen que los costos de capital están adecuadamente arriesgados en un análisis de FCD, mientras que la Demandada argumenta que todos los proyectos deben ser representados sobre una base “plenamente justificada”.

775. Las Demandantes afirman que, al igual que otras compañías de petróleo y gas, ellas arriesgan su capital en el curso de su planificación y evaluación comercial. Remitiéndose a la gran cantidad de años de experiencia que poseen en el desarrollo del Bloque 15, las Demandantes sólo incluyeron una porción de los CAPEX (\$ 243 millones) en su modelo de FCD¹⁵⁸.

776. La Demandada, aunque reconoce que un operador de un yacimiento de petróleo “puede arriesgar costos de capital en el curso ordinario de sus negocios”, sostiene que “[ello] no ocurre en un análisis de FCD que necesariamente se detiene en el tiempo”. La Demandada concluye: “Así como reclamaron el crédito por [esta] producción, las partes también deben aceptar todos los costos de capital requeridos para financiarla”.

¹⁵⁷ Ver párrafo 21 y Tabla 1 en página 6 del Informe Conjunto Complementario de los Expertos; ver también párrafos 8-10 del Segundo Informe Conjunto Complementario de los Expertos.

¹⁵⁸ Según los expertos, estos costos de capital representan únicamente los costos de capital relacionados con las actividades de perforación (ver Informe Conjunto de los Expertos, párrafo 22).

777. Luego de examinar las pruebas presentadas sobre este tema, el Tribunal ha decidido otorgar más peso al enfoque de las Demandantes basado en sus años de experiencia en las operaciones del Bloque 15. El Tribunal concuerda con las Demandantes en que, en un negocio dinámico como lo es la exploración petrolera, no pueden representarse todos los proyectos sobre una base plenamente justificada. Algunos de sus costos de capital deben ser arriesgados y el Tribunal concluye que el uso de una porción de los CAPEX en el modelo de FCD es apropiado.

778. En cuanto a la cifra adecuada de costos de capital que debería utilizar el Tribunal en su análisis del FCD, el Tribunal acepta la conclusión conjunta de los expertos de las partes de que, además de los costos de \$ 243 millones¹⁵⁹, que representan únicamente los costos de capital relacionados con las actividades de perforación, los costos de capital relacionados con las instalaciones asociados al perfil de producción base de 240 millones de barriles, es decir, \$ 203 millones, deberían incorporarse a su análisis del flujo de caja¹⁶⁰.

¹⁵⁹ Ajustado por los expertos a fin de reflejar ciertas demoras en la perforación y reclasificación de las reservas (ver Informe Conjunto de los Expertos, párrafo 21).

¹⁶⁰ Ver Informe Conjunto de los Expertos, párrafo 22. El Tribunal observa que el Sr. Daniel Johnston, en un Apéndice de su Segundo Informe Conjunto Complementario de los Expertos, cuestiona la metodología de riesgos de OEPC que, concluye, “subestima los costos de perforación, potencialmente sobreestima las reservas y definitivamente sobreestima el valor justo de mercado” (página 13). (Traducción del Tribunal) El Tribunal observa que durante la audiencia del 30 de junio de 2011, el Sr. Johnston reconoció que si se hubiera adoptado un enfoque alternativo en este sentido, no habría arrojado más que una diferencia “bastante modesta” (ver Transcripción de la Audiencia del 30 de junio de 2011, página 47).

9. *Uso de ventas comparables*

779. El Tribunal recuerda que ha llegado a la conclusión de que el método de flujo de caja descontado es el método más ampliamente utilizado y generalmente aceptado en la industria del petróleo y el gas para valorar las ventas o las adquisiciones.

780. La Demandada sostiene que el método de ventas comparables también es crítico “porque le permite al evaluador poner a prueba lo razonable de los supuestos [FCD] versus condiciones del mercado.”

781. Las Demandantes argumentan que es inapropiado utilizar el análisis de ventas comparables en el presente caso. Señalan que “[c]ada propiedad de petróleo y gas presenta una serie única de parámetros de valor: tamaño, calidad del petróleo, tipo de relación contractual, obligaciones ambientales o de reparación”. También existe una diferencia en los precios del petróleo que, según las Demandantes, puede hacer que la comparación sea poco confiable.

782. El Tribunal observa que el experto de la Demandada, el Sr. Daniel Johnston, en su propia publicación, reconoce la dificultad de encontrar situaciones verdaderamente comparables¹⁶¹. SPEE también recomienda tener cautela al utilizar métodos de valuación alternativos¹⁶².

¹⁶¹ David Johnston y Daniel Johnston, *Introduction to Oil Company Financial Analysis* (2006, PennWell), página 24.

¹⁶² SPEE, *Perspectives on the Fair Market Value of Oil and Gas Interests* (2002), página 43.

783. El Tribunal ha examinado las presentaciones contrapuestas de las partes con respecto a este tema. El Tribunal observa que el Profesor Kalt ha presentado una prueba muy convincente de que el enfoque de ventas comparables adoptado por el experto de la Demandada, RPS Scotia, es poco confiable en el presente caso¹⁶³.

784. La Demandada afirma que la venta de EnCana “al 30 de agosto de 2005” a Andes de sus acciones en AEC que, como recuerda el Tribunal, era titular de un interés económico del 40% en el Contrato de Participación, “presenta una situación única”. El Tribunal está de acuerdo en que estas necesidades “comparables” deben abordarse en forma separada.

785. Las Demandantes están en desacuerdo con la Demandada. Argumentan que el Convenio de Indemnización Complementario (“CIC”) fue una cifra negociada a la que se arribó bajo amenaza de caducidad. Las Demandantes también se basan en el Informe Pericial en Refutación del Profesor Kalt para respaldar su afirmación de que la venta de EnCana es “no apta para un análisis de comparables”¹⁶⁴.

786. No hay ninguna duda de que el contrato de compraventa de EnCana y su Apéndice 1, el CIC, fue celebrado en un momento en el que la caducidad estaba siendo considerada seriamente por las autoridades ecuatorianas, es decir, el 30 de agosto de 2005. De hecho, el Tribunal observa la obvia referencia a la “caducidad” en el CIC así como la siguiente disposición en los considerandos de dicho convenio:

¹⁶³ Informe Pericial en Refutación de Joseph P. Kalt del 12 de junio de 2009, párrafos 120-145 y las Figuras de Refutación 5-9.

¹⁶⁴ Informe Pericial en Refutación de Joseph P. Kalt del 12 de junio de 2009, párrafos 146-154.

Que la Vendedora y EnCana acuerdan indemnizar a la Compradora o a su cesionario autorizado tal como establece el presente Convenio en caso de que las Autoridades Gubernamentales correspondientes tomen determinadas acciones con respecto al Contrato del Bloque 15. (Traducción del Tribunal)

787. Luego de considerar los argumentos de las partes y las pruebas presentadas por sus respectivos testigos y expertos, el Tribunal está de acuerdo con las Demandantes en que “[c]ada propiedad de petróleo y gas presenta una serie única de parámetros de valor.” En consecuencia, Tribunal concluye que no le será de ayuda analizar las siete transacciones que la Demandada ha presentado como ventas comparables.

788. En cuanto a la venta de EnCana, el Tribunal ha decidido que no es una transacción comparable útil y que, por lo tanto, no debería ser tomada en cuenta a la hora de determinar el valor justo de mercado del Contrato de Participación, principalmente por los siguientes motivos: (i) la diferencia significativa en los precios del petróleo entre el 30 de agosto de 2005 y el 15 de mayo de 2006; y (ii) la inclusión de activos que no pertenecen al Bloque 15 (Tarapoa, el Bloque 14, el Bloque 17 y el Bloque Sherepino) en la transacción de agosto de 2005.

10. Compensación por daños indirectos

789. Las Demandantes alegan que también han sufrido daños indirectos como consecuencia del Decreto de Caducidad. Las Demandantes reclaman por:

- (i) los compromisos de despacho o pago asumidos por OEPC por un monto de \$194 millones frente a OCP S.A. de conformidad con el Acuerdo Inicial de Transporte (el “AIT” definido precedentemente);

- (ii) indemnizaciones por despido anticipado que ascienden a \$7 millones; y
- (iii) una carga abandonada, valuada en \$ 1 millón, que las Demandantes se vieron obligadas a abandonar al momento de la sanción del Decreto de Caducidad.

(a) *Cuestiones preliminares*

790. Existen dos cuestiones preliminares relacionadas al reclamo por daños indirectos planteado por las Demandantes. La Demandada sostiene que estos reclamos no son resarcibles en virtud del derecho internacional o la ley ecuatoriana. Las Demandantes no están de acuerdo. Argumentan, en primer lugar, que las vías de reparación disponibles ante cualquier violación de un Tratado están “necesariamente” regidas por el derecho internacional porque toda violación de un tratado es una violación del derecho internacional.

791. El Tribunal concuerda con las Demandantes. Numerosos tribunales han llegado a la misma conclusión¹⁶⁵.

792. La posibilidad de recibir una compensación por daños indirectos en el derecho internacional no es una cuestión controvertida. El punto de partida es el principio de

¹⁶⁵ Ver, por ejemplo, *Siemens A.G. c. República Argentina* (Caso CIADI No.ARB/02/8), Laudo del 6 de febrero de 2007, párrafo 352; *Watkins-Johnson c. República Islámica de Irán*, Laudo del 27 de julio de 1989, reimpresso en Iran-U.S. C.T.R., volumen 22 (1990) 218, párrafos 114-117; *Uiterwyk c. República Islámica de Irán*, Laudo Parcial del 6 de julio de 1988, reimpresso en 19 Iran-U.S. C.T.R. 107, párrafo 117.

“reparación plena” expresado por la Corte Permanente de Justicia Internacional en el caso *Chorzów Factory*:

la reparación debe, en la máxima medida posible, erradicar todas las consecuencias del acto ilegal y restablecer la situación que más probablemente sea la que hubiera existido si el acto no se hubiera cometido¹⁶⁶.

793. Este principio se encuentra ahora formalizado en el Artículo 31 de los Artículos sobre Responsabilidad de los Estados por Hechos Internacionalmente Ilícitos, adoptados por la Comisión de Derecho Internacional, que, tal como fue mencionado precedentemente, establece:

Artículo 31.- Reparación

1. El Estado responsable está obligado a reparar íntegramente el perjuicio causado por el hecho internacionalmente ilícito.
2. El perjuicio comprende todo daño, tanto material como moral, causado por el hecho internacionalmente ilícito del Estado.

794. Marboe señala simplemente que:

De conformidad con el principio de reparación plena [...] los daños indirectos deben [...] considerarse¹⁶⁷. (Traducción del Tribunal)

795. En cuanto al estándar de causalidad, Marboe concluye que la dicotomía “directos/indirectos” es considerada poco útil en el derecho internacional y, en cambio,

¹⁶⁶ *Case concerning the Factory at Chorzów* (Reclamo de Indemnización) (Fondo), C.P.J.I. Serie A, N° 17 (Decisión del 13 de septiembre de 1928), página 47.

¹⁶⁷ Irmgard Marboe, *Calculation of Compensation and Damages in International Investment Law* (Oxford University Press, 2009), párrafo 5.394; ver también *id.*, párrafo 7.16.

“[h]asta ahora la práctica internacional parece haberse basado en dos criterios principales: la ‘causalidad’ y la ‘demonstrabilidad’”¹⁶⁸. (Traducción del Tribunal)

796. Marboe caracteriza la “responsabilidad hacia los subcontratistas”, por ejemplo, como una categoría “aceptada” del daño indirecto en el derecho internacional, sujeto a la salvedad de que el quantum de dicha responsabilidad debe ser probado con suficiente certeza¹⁶⁹. En relación con lo anterior, Marboe se refiere al caso del CIADI citado precedentemente de *Siemens A.G. c. la República Argentina* en el que la “responsabilidad potencial” de la parte actora hacia los subcontratistas (es decir, la responsabilidad frente a reclamos que pueden llegar a realizarse en el futuro) fue objeto de compensación.

797. Por lo tanto, el Tribunal acepta la presentación de las Demandantes de que, en principio, el daño indirecto es una categoría de daño válida en el derecho internacional. En este sentido, el Tribunal recuerda que incluso la Demandada, en sus presentaciones escritas, concedió que “los daños consecuentes son compensables bajo el derecho internacional bajo ciertas circunstancias”.

798. Más aún, las Demandantes argumentan que, incluso si se aplicara el derecho ecuatoriano, tendrían derecho a percibir una compensación por daños indirectos. Sin embargo, la Demandada alega que los daños indirectos son por definición “indirectos” y que, por lo tanto, no son susceptibles de compensación en el derecho ecuatoriano. En palabras del experto de la Demandada, el Dr. Alfredo Corral Borrero, en el derecho

¹⁶⁸ *Ídem.*, párrafos 5.395-5.397.

¹⁶⁹ *Ídem.*, párrafos 5.404-5.407.

ecuatoriano, “el deudor no tiene obligación indemnizatoria frente a los perjuicios *medios o indirectos* que puedan haberse causado al acreedor”. (Énfasis en el original) Sin embargo, el Tribunal observa que el experto de las Demandantes en este tema, el Dr. Pérez Loose, explicó que en el derecho ecuatoriano la compensación debe “restablec[er] [a]l acreedor en la situación patrimonial que debió tener de no haber obstado a ello el hecho imputado al responsable”. Así, resulta claro que la legislación ecuatoriana no prohíbe la obtención de una compensación por daños indirectos en una situación como la del presente caso.

(b) La posición de las Demandantes

(i) Daños en virtud del contrato de despacho o pago

799. Tal como fue mencionado precedentemente en el presente Laudo¹⁷⁰, para transportar la producción desde los diversos yacimientos al este del Ecuador, incluido el Bloque 15, hacia el puerto de Balao, Ecuador celebró un contrato con un consorcio de compañías para construir y operar el oleoducto OCP.

800. Para financiar la construcción y la operación continua del oleoducto, OCP S.A. celebró diversos contratos de transporte con transportistas individuales (los “AIT” definidos previamente), incluida OEPC.

801. Los AITs establecen que, por un período determinado, los transportistas pagan una tarifa mensual suficiente para cubrir los costos del oleoducto. Además, los AITs contienen una disposición conocida como un requisito de “despacho o pago” mediante la

¹⁷⁰ Ver supra, párrafo 143.

cual un transportista debe pagar las tarifas con base en un nivel mínimo determinado de volumen de producción incluso si la producción real del transportista es insuficiente para satisfacer este nivel mínimo.

802. Desde la fecha del Decreto de Caducidad y la consecuente terminación del Contrato de Participación del Bloque 15, OEPC continua teniendo la obligación contractual de pagar tarifas de conformidad con el requisito de despacho o pago en virtud del AIT celebrado con OCP S.A.

803. Las Demandantes reclaman daños a la Demandada con respecto a una parte de estas tarifas. Esa parte es la diferencia entre (i) las tarifas por petróleo que OEPC no puede transportar como resultado del incumplimiento de la Demandada (es decir, todo el alcance del compromiso de despacho o pago de OEPC porque no puede transportar *nada* de petróleo); y (ii) las tarifas por petróleo que OEPC no podría haber transportado en ningún caso (es decir, por la inevitable falta de uso de una parte de la capacidad como consecuencia de la caída que pueda haber en los niveles de producción del Bloque 15 respecto de su compromiso de despacho o pago total).

(ii) Costos por despidos

804. Las Demandantes afirman que como resultado directo del Decreto de Caducidad se vieron obligadas a pagar aproximadamente \$ 7 millones en concepto de indemnización por despido a causa de la terminación anticipada del Contrato de Participación.

805. Si bien las Demandantes reconocen que tendrían que haber pagado algunos de estos costos al concluir el Contrato de Participación en el año 2019, sostienen que “es

obligación de Ecuador demostrar qué monto [...] de los \$7 millones reclamados se habría deducido”.

(iii) Valor de la carga abandonada

806. Según las Demandantes, al momento de la sanción del Decreto de Caducidad, OEPC tenía “carga en el Puerto Esmeraldas y se vio forzada a abandonarla”. Las Demandantes afirman que de conformidad con las disposiciones del Decreto de Caducidad, la titularidad sobre todos los activos de OEPC en Ecuador pasó a ser de la Demandada, incluida esta carga abandonada, que valúan en \$ 1 millón.

(c) La posición de la Demandada

(i) Daños en virtud del contrato de despacho o pago

807. La Demandada sostiene que el reclamo presentado por las Demandantes por esta categoría de daños y perjuicios debe ser desestimado por los siguientes cinco motivos:

Primero, la reclamación de las Demandantes fracasa por falta de causación. Los gastos Cargue-o-Pague fueron basados, requeridos y causados por las obligaciones propias de las Demandantes respecto a OCP S.A., no por el Decreto de Caducidad. Como explicado en presentaciones anteriores, las reclamaciones por pagos hechos en cumplimiento de obligaciones contractuales que son res inter alios acta respecto al Estado demandado son comúnmente rechazadas por los tribunales internacionales por motivo de falta decausación y/o su naturaleza remota.

Segundo, permanece no disputado (i) para ser compensables, los daños deben ser previsibles y (ii) los costos Cargue-o-Pague no eran previsibles al momento de celebrarse el Contrato de Participación en mayo de 1999. Como el Sr. Rivkin recordara al Tribunal en la audiencia sobre daños “*el ducto OCP fue construido en 2001-03*”, i.e., más de dos años después del Contrato de Participación. En 1999, el proyecto del ducto OCP ni existía ni se había celebrado ningún contrato alguno en relación con el mismo.

Ecuador ya puntualizó en su Contrarréplica sobre Quantum que “las Demandantes han permanecido mudas” sobre el tema de la previsibilidad de sus daños Cargue-o-Pague. El silencio continuo de las Demandantes es una aceptación implícita de que su reclamación fracasa por falta de previsibilidad.

Tercero, las Demandantes no disputan que tenían un deber de mitigar sus costos Cargue– o–Pague. Han permanecido mudas, sin embargo, respecto a su toma de riesgo voluntaria en relación con los costos Cargue–o–Pague. El Ecuador señaló numerosos momentos en que las Demandantes no obtuvieron una disposición contractual que permitía la terminación del contrato OCP, o la suspensión de pagos de tarifas, en caso de caducidad, a pesar de que el contrato OCP contemplaba los riesgos de “Acción Expropiatoria Aguas Arriba” y “Evento Expropiador de Patrimonio”. En consistencia con la jurisprudencia internacional, este Tribunal no debería proteger a las Demandantes contra su asunción voluntaria de riesgos de inversión.

Cuarto, las Demandantes aún no han podido satisfacer su carga de la prueba. En particular, las Demandantes no disputan la naturaleza inherentemente especulativa de su reclamación. Nada impide a las Demandantes encontrar a alguien más que asuma su compromiso de cargar. De hecho, el contrato de carga de las Demandantes expresamente permite ceder sus derechos Cargue–o–Pague. Si las Demandantes fueran a prevalecer en esta reclamación, y luego vendiesen su capacidad en el OCP, se enriquecerían injustamente.

Finalmente, las Demandantes han inflado su reclamación de Cargue–o–Pague al (i) estimar sus costos sobre la base de una suposición incorrecta de reservas; (ii) no tomar en cuenta la liberación de las plataformas de perforación por OEPC inmediatamente antes de la caducidad, lo que habría disminuido la producción del Bloque 15 y su habilidad de asignar petróleo a su capacidad OCP aún si la caducidad no hubiese sido declarada. (Énfasis en el original)

(ii) Costos por despidos

808. La Demandada afirma, principalmente, que OEPC tendría que haber pagado costos por despidos, en cualquier caso, al concluir el Contrato de Participación en 2019 y que, por lo tanto, tales costos no fueron causados por el Decreto de Caducidad. En otras palabras, tales costos habrían sido incurridos en el curso ordinario de sus negocios al finalizar el plazo de vigencia del Contrato de Participación.

809. Asimismo, según la Demandada, los costos por despidos son parte de los costos operativos (OPEX) del último año de cumplimiento contractual y, en consecuencia, deberían haber sido incluidos en el análisis de FCD de las Demandantes. Las Demandantes no incluyeron estos costos que habrían reducido el valor que un comprador dispuesto a comprar hubiera pagado por el Bloque 15 en mayo de 2006.

810. Por último, la Demandada argumenta que, al intentar revertir la carga de la prueba hacia la Demandada sobre cuánto de los \$ 7 millones reclamados “se habría tenido que pagar y cuándo”, las Demandantes han reconocido que no han podido satisfacer su carga de la prueba.

(iii) Valor de la carga abandonada

811. Según la Demandada, las Demandantes no se vieron obligadas a abandonar ninguna carga como resultado del Decreto de Caducidad. Las Demandantes, alega la Demandada, no pudieron cumplir con su carga de la prueba. Según la Demandada, las Demandantes no han presentado ninguna prueba sobre la existencia de la carga o de su valor.

(d) Conclusión del Tribunal

(i) Daños en virtud del contrato de despacho o pago

812. En primer lugar, el Tribunal observa que, acertadamente, las Demandantes han incluido sus pagos de despacho o pago como costos en su modelo de FCD dado que, de no haberse sancionado el Decreto de Caducidad, habrían abonado esos pagos a OCP S.A. para poder transportar el petróleo producido en el Bloque 15.

813. Además de argumentar que los daños indirectos no son compensables en virtud del derecho internacional ni del derecho ecuatoriano, argumentos que el Tribunal ya analizó precedentemente, la Demandada presenta diversas excepciones ante este reclamo:

(i) existió una falta de causalidad, porque los daños relativos al contrato de despacho o pago fueron causados por las obligaciones asumidas por las Demandantes frente a terceros;

(ii) los daños no eran previsibles;

(iii) la cuantificación realizada por las Demandantes de dichos daños es incorrecta, ya que se basa en supuestos de reservas erróneos y no contempla las dos torres faltantes;

(iv) las Demandantes no mitigaron esos daños;

(v) las Demandantes fueron culpables de manera concurrente al no haber negociado las condiciones correspondientes con las otras partes de OCP que las protegieran frente a la caducidad u otros hechos similares; y

(vi) por último, estos daños son especulativos, ya que las Demandantes pueden ceder los derechos de OEPC consagrados en el contrato de despacho o pago y, si lo hicieran, el otorgamiento de una compensación las enriquecería de manera injusta.

814. Luego de haber considerado exhaustivamente los argumentos escritos y orales de las partes con respecto a estas excepciones, el Tribunal ha llegado a la conclusión de que el reclamo de las Demandantes por daños en virtud del contrato de “despacho o pago” es improcedente, principalmente, en función de las excepciones iii) y vi) presentadas por la Demandada, mencionadas en el párrafo precedente. En simples palabras, el Tribunal concluye que las Demandantes no lograron satisfacer su carga de la prueba.

815. Las Demandantes han admitido que la liberación que realizaron, con anterioridad al Decreto de Caducidad, de las dos torres de perforación en el Bloque 15 tuvo un impacto negativo en la producción de petróleo. Sin embargo, no consideraron el impacto que tuvieron esas torres liberadas sobre la producción en su cálculo de los daños relativos al contrato de despacho o pago.

816. El Tribunal ya determinó anteriormente en el presente Laudo que la ausencia de estas dos torres requería de un ajuste del perfil de producción de OEPC. A fin de mantener la coherencia, la ausencia de estas dos torres también requiere de un ajuste por parte del Tribunal en la cuantificación de los daños relativos al contrato de despacho o

pago posteriores a la caducidad. Las pruebas que obran en el expediente en cuanto al nivel exacto de dicho ajuste es, como mínimo, poco claro. Las Demandantes no han logrado satisfacer su carga de la prueba y ello causa que el Tribunal deba especular sobre el cálculo del ajuste necesario. Ello es algo que el Tribunal no está dispuesto a hacer.

817. Las Demandantes tampoco han logrado satisfacer su carga de la prueba cuando se enfrentaron al argumento de la Demandada de que, como el AIT celebrado con OCP S.A. les permitía ceder sus derechos de despacho o pago, las Demandantes se verían injustamente enriquecidas si, luego de tener éxito en el presente caso, pudieran vender toda o parte de su capacidad OCP.

818. Si bien existe una posibilidad de que las Demandantes no puedan ceder ninguna porción de su capacidad OCP en el futuro¹⁷¹, el Tribunal no puede descartar la posibilidad de que otros productores de petróleo que también han celebrado contratos con OCP utilizarán, en el futuro, hasta el año 2018, la capacidad de las Demandantes en el oleoducto OCP.

819. Lo anterior lleva al Tribunal a concluir que el reclamo de las Demandantes por los daños en virtud del contrato de despacho o pago es inherentemente especulativo. No existen pruebas convincentes en el expediente que permitan al Tribunal valorar la posibilidad de una cesión en el futuro. Por lo tanto, el Tribunal determina que el reclamo de las Demandantes relativo a los daños en virtud del contrato de despacho o pago es

¹⁷¹ Excepto en la medida de los \$ 6,1 millones que ya han deducido de su reclamo.

improcedente por falta de pruebas y su reclamo por \$ 194 millones es, en consecuencia, rechazado.

(ii) Costos por despidos

820. El Tribunal concuerda con la Demandada en que los costos por despidos pagaderos en 2019 no pueden ser atribuidos al Decreto de Caducidad. El Tribunal también está de acuerdo en que las Demandantes deberían haber incluido en su análisis de FCD, como parte de sus costos operativos (OPEX) para el último año del Contrato de Participación, estos costos por despidos.

821. Al incluir estos costos y utilizar el modelo económico del Profesor Kalt, “el impacto sobre el VJM de los Costos por Despidos en 2019 sería de \$ 7,6 millones”. Por lo tanto, estos costos serán incorporados al análisis de FCD del Tribunal¹⁷².

(iii) Valor de la carga abandonada

822. El Tribunal ha observado la declaración del Sr. Ellis en torno a que OEPC “tuvo que abandonar” una carga que quedó en manos de la Demandada con posterioridad a la sanción del Decreto de Caducidad. Sin embargo, las Demandantes no han podido remitir a ninguna disposición del Contrato de Participación que respalde la declaración del Sr. Ellis.

823. Además, el reclamo de las Demandantes falla por falta de pruebas suficientes y satisfactorias en cuanto a la existencia y el valor de la carga. El reclamo presentado por las Demandantes por \$ 1 millón es, en consecuencia, rechazado.

¹⁷² Ver Informe Conjunto de los Expertos, párrafo 23.

11. Cálculo de daños

824. Utilizando el modelo económico acordado por el Profesor Kalt y el Sr. Johnston, el Tribunal, con base en todas las determinaciones que ha realizado en esta sección del Laudo y con la ayuda brindada por los cálculos acordados por el Profesor Kalt y el Sr. Johnston, determina que el Valor Actual Neto de los flujos de caja descontados generados por la producción de OEPC en el Bloque 15 al 16 de mayo de 2006 asciende a US\$ 2.359.500.000 (dos mil trescientos cincuenta y nueve millones quinientos mil dólares de los Estados Unidos de América)¹⁷³.

825. Luego de haber determinado que los daños de las Demandantes deberían reducirse en un 25% en función de su acto indebido que contribuyó de manera sustancial a los daños posteriormente sufridos cuando se sancionó el Decreto de Caducidad el 15 de mayo de 2006, los daños sufridos por las Demandantes a causa de la expropiación por parte de Ecuador ascienden a US\$ 1.769.625.000¹⁷⁴ (mil setecientos sesenta y nueve millones seiscientos veinte cinco mil dólares de los Estados Unidos de América) que el Tribunal ordena pagar a la Demandada.

12. Intereses

826. A continuación, el Tribunal debe determinar los intereses a ser otorgados a las Demandantes, es decir, la tasa - si serán intereses simples o compuestos - y el período por el cual se devengarán intereses.

¹⁷³ Ver Tabla 1 suministrada por los expertos de las partes, el Profesor Kalt y el Sr. Johnston, en la audiencia realizada el 30 de junio de 2011.

¹⁷⁴ US\$ 2.359.500.000 – US\$ 589.875.000 (25%)= US\$ 1.769.625.000

(a) *La posición de las Demandantes*

827. El punto de partida consiste en identificar qué es lo que han perseguido las Demandantes con respecto a los intereses. Su Solicitud de Arbitraje reclamaba una decisión, entre otras cosas, que “[o]rdene a las Demandadas a pagar a las Demandantes intereses sobre todas las sumas otorgadas, en los montos que se determinen durante la audiencia [...]”.

828. En su Memorial sobre Daños, las Demandantes solicitaban intereses compuestos e indicaban que el Profesor Kalt “utilizó una tasa conservadora para calcular los intereses: la tasa mensual de interés abonada sobre las Letras del Tesoro del Gobierno de los Estados Unidos, capitalizado en forma mensual. A la fecha de esta presentación, esa tasa de interés era de 4,188%”.

829. El Profesor Kalt calculó los intereses en su modelo de FCD a la tasa de interés mensual abonada sobre las Letras del Tesoro del Gobierno de los Estados Unidos calculadas en forma mensual desde el día posterior a la fecha de expropiación el 15 de mayo de 2006, es decir, desde el 16 de mayo de 2006¹⁷⁵. El reclamo de intereses desde la fecha de expropiación es congruente con el principio normal aplicado habitualmente en los casos de expropiación, ya que es desde esa fecha que se ha sufrido la privación. Este principio encuentra sustento en la doctrina y la jurisprudencia de los tribunales arbitrales¹⁷⁶.

¹⁷⁵ Apéndice 1 e Informe Pericial en Refutación de Joseph P. Kalt del 12 de junio de 2009, párrafo 11.

¹⁷⁶ Ver, por ejemplo, *Southern Pacific Properties (Middle East) c. República Árabe de Egipto* (Caso CIADI No. ARB/84/3), Laudo del 20 de mayo de 1992, párrafo 234.

830. En su Memorial sobre Daños, las Demandantes solicitaron que los intereses calculados de la manera arriba indicada, fueran otorgados “hasta la fecha del pago total y efectivo” de cualquier daño determinado por el Tribunal.

(b) *La posición de la Demandada*

831. Si bien la Demandada no ha impugnado de manera específica el enfoque adoptado por las Demandantes para calcular intereses, sí hizo referencia a un laudo reciente emitido por un tribunal del CIADI en el que Ecuador también era parte demandada¹⁷⁷. En dicho laudo, el tribunal aplicó la legislación ecuatoriana en lugar del derecho internacional y señaló que “debe observarse la prohibición del interés compuesto contenida en el derecho local”. La Demandada hizo referencia a dicho laudo en el presente caso para respaldar una perspectiva diferente, es decir, su argumento de que el reclamo de las Demandantes por daños indirectos debería rechazarse porque no pueden ser otorgados en virtud del derecho ecuatoriano. Tal como fue señalado precedentemente en el presente Laudo, este argumento finalmente fue desestimado.

832. El Sr. Johnston, en representación de la Demandada, señala lo siguiente: “Tal como las Demandantes han calculado los intereses (a un 5% anual) desde la caducidad hasta la fecha efectiva del informe pericial en refutación del Dr. Kalt (12 de junio de

¹⁷⁷ *Duke Energy Electroquil Partners & Electroquil S.A. c. República del Ecuador* (Caso CIADI No. ARB/04/19), Laudo del 18 de agosto de 2008.

2009), he calculado los intereses desde el 16 de mayo de 2006 al 12 de junio de 2009¹⁷⁸.

(Traducción del Tribunal) Luego, el Sr. Johnston incluye la siguiente tabla¹⁷⁹:

Valuación de Daños de Johnston

(al 16 de mayo de 2006)

Producción Bloque 15 \$MM	Despacho o Pago OCP \$MM	Costos por despidos \$MM	Total \$MM
\$1.500	\$133	\$8	\$1.641

Valuación de Daños de Johnston

(al 12 de junio de 2009)

Producción Bloque 15 \$MM	Despacho o Pago OCP \$MM	Costos por despidos \$MM	Total \$MM
\$1.743	\$154	\$9,3	\$1.906

¹⁷⁸ Informe Pericial en Refutación de Daniel Johnston del 8 de septiembre de 2009, página 5.

¹⁷⁹ *Ídem.*

833. No es posible calcular los componentes exactos de los cálculos realizados por el Sr. Johnston, pero de lo anterior surge que, en líneas generales, ha seguido el enfoque del Profesor Kalt, aunque aplicando una tasa anual del 5% en lugar de la tasa mensual abonada sobre las Letras del Tesoro del Gobierno de los Estados Unidos.

(c) Tendencias recientes relativas a los intereses en los Laudos del CIADI

(i) Intereses simples vs. Intereses compuestos

834. La regla tradicional era otorgar intereses simples. Sin embargo, esta práctica ha cambiado y, de hecho, los laudos más recientes disponen el pago de intereses compuestos¹⁸⁰. Esta práctica es coherente con el principio establecido en el caso *Chórzow* de que los intereses compuestos habitualmente reflejarán los daños reales sufridos¹⁸¹.

835. Un análisis de las órdenes de pago de intereses recientes demuestra que en el año 2007, todos los tribunales, excepto uno, otorgaron intereses compuestos¹⁸². En el período 2008-2009, seis de diez tribunales ordenaron el pago de intereses compuestos¹⁸³. Un buen número de casos recientes han ordenado también el pago de intereses compuestos.¹⁸⁴

¹⁸⁰ Peter Muchlinski, Federico Ortino y Christoph Schreuer, *The Oxford Handbook of International Investment Law* (Oxford University Press, 2008), página 1107.

¹⁸¹ La situación fue resumida de manera muy útil en *Compañía de Aguas del Aconquija S.A. & Vivendi Universal S.A. c. República Argentina* (Caso CIADI No. ARB/97/3), Laudo del 20 de agosto de 2007, párrafos 9.2.1-9.2.8.

¹⁸² Karl P. Sauvant, ed., *Yearbook on International Investment Law and Policy 2009-2010* (Oxford University Press, 2010), página 156.

¹⁸³ *Ídem*.

¹⁸⁴ Ver *El Paso International Company c. República Argentina* (Caso CIADI No. ARB/03/15) (31 de octubre de 2011) en párrafo 746; *Impregilo S.p.A c. República Argentina* (Caso CIADI No. ARB/07/17) (21 de junio de 2011) en párrafo 382; *Joseph Charles Lemire c. Ucrania* (Caso CIADI No. ARB/06/18) (28 de marzo de 2011) en párrafos 360-361; *Alpha Projektholding GMBH c. Ucrania* (Caso CIADI No.

836. De los cuatro tribunales que ordenaron el pago de intereses simples en el período 2008-2009, sólo un caso estaba relacionado con el otorgamiento de una compensación por expropiación: *Saipem S.p.A. c. La República Popular de Bangladesh*¹⁸⁵. Dicho caso surgió de un laudo anterior emitido por la CCI que había sido declarado inexistente por los tribunales de Bangladesh, un acto que, entre otros, fue considerado por el tribunal del CIADI como una expropiación ilícita. En el arbitraje ante el CIADI, las demandantes reclamaban el monto que les había otorgado el tribunal de la CCI más intereses. Las demandantes solicitaban que se otorgaran intereses simples hasta la fecha de la expropiación (que eran los intereses que había ordenado pagar la CCI en su laudo) más intereses compuestos a devengarse a partir de esa fecha. Sin embargo, el tribunal no estaba preparado para otorgar intereses adicionales a aquellos otorgados por los árbitros de la CCI y, por consiguiente, se estableció una tasa simple para todo el período de intereses.

837. También se ordenó el pago de intereses simples en el caso *Desert Line Projects LLC c. República de Yemen*¹⁸⁶. En dicho caso, la demandante había reclamado intereses compuestos sobre los daños otorgados a una tasa del 7%. La demandada argumentó, entre otras cosas, que no podía ordenarse el pago de intereses compuesto porque (i) por lo general, los tribunales internacionales se pronuncian contra el pago de intereses compuestos; (ii) la orden de pagar intereses compuestos era contraria al derecho yemení;

ARB/07/16) (8 de noviembre de 2010) en párrafo 514 y *Gemplus S.A. y Talsud SA c. Estados Unidos Mexicanos* (Casos CIADI Nos. ARB(AF)/04/3 y ARB(AF)/04/4) (16 de junio de 2010) en párrafo 16-26.

¹⁸⁵ Caso CIADI No. ARB/05/7.

¹⁸⁶ Caso CIADI No. ARB/05/17.

(iii) y las demandantes no habían presentado ningún motivo por el cual debiera ordenarse el pago de intereses compuestos¹⁸⁷. El tribunal consideró que la tasa de interés apropiada era una tasa de interés simple de 5% anual¹⁸⁸. No se expusieron los motivos de tal decisión.

838. También se ordenó el pago de intereses simples en el caso *Duke Energy Electroquil Partners & Electroquil S.A. c. República del Ecuador*¹⁸⁹ mencionado precedentemente, en el que el tribunal aplicó el derecho ecuatoriano a la cuestión de los intereses. En dicho caso, el tribunal determinó que el Gobierno había violado tanto el derecho ecuatoriano como el tratado de inversión EE.UU.-Ecuador. Sin embargo, los daños otorgados se relacionaban con el incumplimiento contractual en virtud del derecho ecuatoriano únicamente y no se ordenó el pago de ninguna compensación adicional por la violación del derecho internacional. No se trataba de un caso de expropiación. El Tribunal observa, además, que en dicho caso, la demandada había impugnado la aplicación de intereses compuestos porque se encuentran prohibidos en el derecho ecuatoriano y agregó que, incluso de conformidad con el derecho internacional, una orden de pago de intereses compuesto no sería congruente con decisiones anteriores adoptadas en controversias relativas a inversiones. Basándose en *Compañía del Desarrollo de Santa Elena, S.A. c. República de Costa Rica*¹⁹⁰, en particular, como así

¹⁸⁷ Laudo del 6 de febrero de 2008 (CIADI), párrafo 294.

¹⁸⁸ *Ídem.*, párrafo 295.

¹⁸⁹ *Supra* nota 177.

¹⁹⁰ Caso CIADI No. ARB/96/1.

también en *Autopista Concesionada de Venezuela, C.A. c. República Bolivariana de Venezuela*¹⁹¹ y en *Marvin Roy Feldman Karpa c. Estados Unidos Mexicanos*¹⁹², la demandada señaló que puede ordenarse el pago de intereses compuestos por expropiación, pero no por reclamos contractuales¹⁹³. El tribunal estuvo de acuerdo con el argumento de la demandada en favor del pago de intereses simples¹⁹⁴.

839. El cuarto caso donde se ordenó el pago de intereses simples, el caso *Duke Energy International Peru Investments No. 1, Limited c. República del Perú*¹⁹⁵, involucraba reclamos relativos a la estabilización tributaria donde se aplicó la tasa estipulada por la autoridad fiscal para los reembolsos impositivos.

840. En resumen, puede verse que los intereses compuestos son la norma en los casos recientes de expropiación ante el CIADI. El Tribunal no ve razones para desviarse de esta norma y de las bases planteadas por ambas las partes.

(ii) Tasa de interés

841. De los seis tribunales que aplicaron tasas de interés compuesto en 2008-2009, la mayoría aplicó la tasa LIBOR de los Estados Unidos a 6 meses, aunque también se utilizó

¹⁹¹ Caso CIADI No. ARB/00/5.

¹⁹² Caso CIADI No. ARB(AF)/99/1.

¹⁹³ *Supra* nota 177, párrafo 432.

¹⁹⁴ *Ídem.*, párrafo 457.

¹⁹⁵ Caso CIADI No. ARB/03/28.

una “tasa comercialmente razonable” y una “tasa razonable”¹⁹⁶. (Traducción del Tribunal) Caso más recientes han un adoptado un porcentaje fijo o LIBOR más un margen.¹⁹⁷

842. En el presente caso, las Demandantes han solicitado que se aplique la tasa de las Letras del Tesoro del Gobierno de los Estados Unidos que refleja una práctica de reinversión prudente, libre de riesgos y conservadora. Como se indico anteriormente, al momento de presentar su Memorial sobre Daños, la tasa de interés era del 4.188%. El experto de la Demandada, por otro lado, ha aplicado una tasa de interés del 5% que, al tiempo de su informe, era muy similar a la tasa anual pagada sobre las Letras del Tesoro del Gobierno de los Estados Unidos, como había calculado el experto de las Demandantes. El Tribunal considera, en consecuencia, que una tasa de interés anual del 4.188% es razonable en las circunstancias.

(iii) Intervalos para la aplicación de intereses compuestos

843. No existen reglas o prácticas generales sobre los intervalos para la aplicación de intereses compuestos¹⁹⁸.

¹⁹⁶ Karl P. Sauvant, ed., *Yearbook on International Investment Law and Policy 2009-2010* (Oxford University Press, 2010), página 156.

¹⁹⁷ Ver *El Paso International Company c. República Argentina* (Caso CIADI No. ARB/03/15), (31 de octubre de 2011) en párrafo 745 (LIBOR más 2%); *Impregilo S.p.A c. República Argentina* (Caso CIADI No. ARB/07/17), (21 de junio de 2011) en párrafo 383 (6%); *Joseph Charles Lemire c. Ucrania* (Caso CIADI No. ARB/06/18) (28 de marzo de 2011) en párrafo 356 (LIBOR más 2%); *Alpha Projektholding GmbH c. Ucrania* (Caso CIADI No. ARB/07/16) (8 de noviembre de 2010) en párrafo 514 (9.11%) y *Gemplus S.A. y Talsud SA c Estados Unidos Mexicanos* (Casos CIADI Nos. ARB(AF)/04/3 y ARB(AF)/04/4 (16 de junio de 2010) en párrafos 18-7 (2%).

¹⁹⁸ Irmgard Marboe, *Calculation of Compensation and Damages in International Investment Law* (Oxford University Press, 2009), párrafos 6.210-6.212.

844. De los seis tribunales que ordenaron la aplicación de tasas de interés compuesto en 2008-2009, dos ordenaron la aplicación de intereses compuestos calculados anualmente y los cuatro restantes, semestralmente¹⁹⁹. Laudos más recientes han favorecido la aplicación de intereses compuestos calculados anual o semi-anualmente.²⁰⁰

845. En el presente caso, si bien el experto de las Demandantes, el Profesor Kalt, ha utilizado el interés compuesto mensual, sin ninguna objeción aparente del experto de la Demandada, el Sr. Johnston, el Tribunal considera que aplicar intereses compuestos mensualmente sería inapropiadamente favorable a las Demandantes en vista de las tendencias recientes en arbitrajes sobre inversión. Podría argumentarse que, atendida la presente decisión, el cálculo de intereses compuestos semi-anualmente sería apropiado ya que la tasa adoptada por el Tribunal no es muy alta. Sin embargo, el Tribunal, no sin titubear, en el ejercicio de su discrecionalidad, ha decidido que un interés compuesto anualmente es apropiado, dado el considerable monto del Laudo y el número de años que ha pasado desde la infracción.

(d) El período en que deben devengarse los intereses

846. Es indiscutible que el período durante el cual los intereses deben devengarse comienza el 16 de mayo de 2006, la fecha siguiente a la expropiación, tal como se establece en el cálculo de FCD del Profesor Kalt.

¹⁹⁹ Karl P. Sauvant, ed., *Yearbook on International Investment Law and Policy 2009-2010* (Oxford University Press, 2010), Tabla 1 “Daños” (páginas 165 y ss).

²⁰⁰ El Laudo en *El Paso* (Caso CIADI No. ARB/03/15) calculó intereses compuestos semi anualmente, como asimismo los hizo el Laudo en *Lemire c. Ucrania* (Caso CIADI No. ARB/06/18). *Impregilo* (Caso CIADI No. ARB/07/17), *Alpha Projektholding* (Caso CIADI No. ARB/07/16) y *Gemplus y Talsud* (Casos CIADI Nos. ARB(AF)/04/3 y ARB(AF)/04/4) aplicaron intereses compuestos calculados anualmente.

847. Además, el Tribunal concluye que (como lo han solicitado las Demandantes) los intereses deberían devengarse hasta la fecha de pago del presente Laudo, de conformidad con la práctica establecida, tal como se ilustra, por ejemplo, en los casos *Walter Bau Ag (en liquidación) c. Reino de Tailandia*²⁰¹, *RSM Production Corporation y otros c. Granada*²⁰² y *Desert Line Projects LLC c. República de Yemen*²⁰³.

(e) Conclusión del Tribunal

848. Por todas estas razones, el Tribunal concluye que las Demandantes tienen derecho a percibir intereses anteriores al laudo a una tasa anual del 4.188%, compuesta anualmente desde el 16 de mayo de 2006, hasta la fecha del presente Laudo. El Tribunal observa que este enfoque es coherente con los términos del TBI, que dispone expresamente en su Artículo III la aplicación de “intereses devengados a un tipo de interés comercialmente razonable desde la fecha de la expropiación”.

849. Como se mencionó anteriormente, las Demandantes no distinguieron específicamente entre intereses anteriores y posteriores al laudo, solicitando que los intereses se aplicaran sobre la base sugerida por las Demandantes hasta la fecha de pago total y efectivo. No es poco común que los Tribunales distingan entre intereses anteriores y posteriores al laudo²⁰⁴ y, en el presente caso, parece apropiado hacerlo, dado que la

²⁰¹ Laudo del 1 de julio de 2009 (CNUDMI).

²⁰² Caso CIADI No. ARB/10/6.

²⁰³ Caso CIADI No. ARB/05/17.

²⁰⁴ *Emilio Agustín Maffezini c. Reino de España* (Caso CIADI No. ARB/97/7) (9 de Noviembre de 2000) párrafo 97; *Metalclad Corporation c. Estados Unidos Mexicanos* (Caso CIADI No. ARB(AF)/97/1) (25 de agosto de 2000) párrafo 131; y *ADC Affiliate Ltd. y ADC & ADMC Management Ltd. C. Republica de Hungría* (Caso CIADI No. ARB/03/16) (27 de septiembre de 2006) párrafo 522.

actual tasa LIBOR, utilizada como tasa base por los bancos e instituciones financieras, es muy baja; sin embargo, las tasas evidentemente fluctuaran antes que el Laudo sea pagado. En tales circunstancias, y dado que el Tribunal no puede predecir cuándo pagará la Demandada las sumas que ha sido ordenada pagar a las Demandantes, el Tribunal considera justo ordenar que los intereses posteriores al laudo se devenguen a favor de las Demandantes a la tasa LIBOR de los Estados Unidos a 6 meses, compuesta mensualmente.

13. Impuestos ecuatorianos

850. La compensación reclamada por las Demandantes en el presente arbitraje ha sido calculada por las Demandantes neta de impuestos. Más específicamente, las Demandantes han deducido los siguientes elementos de sus cálculos de daños: (i) el impuesto a las ganancias ecuatoriano, (ii) el impuesto a las utilidades; (iii) un impuesto basado en activos y (iv) el impuesto ECORAE, un impuesto por barril sobre el petróleo.

851. Durante la etapa del *quantum* en el presente arbitraje, las Demandantes han solicitado confirmación de parte de la Demandada de que no intentará cobrar impuestos sobre ninguna compensación que perciban las Demandantes. En respuesta, la Demandada afirma que la solicitud realizada por las Demandantes de obtener esa confirmación es, como mínimo, irrelevante y especulativa.

852. En consecuencia, las Demandantes sostienen que “el Tribunal puede necesitar determinar los daños *antes de impuestos*”. (Énfasis en el original) En forma alternativa, las Demandantes realizan la siguiente solicitud:

Si el Tribunal ordena el pago de daños después de impuestos, los Demandantes solicitan que se explicita en el laudo que los impuestos ya han sido considerados pagados para evitar futuros litigios sobre estos temas. En caso de que el Tribunal ordene el pago de daños en base al Tratado y si esos daños no ascienden a un monto diferente de los daños del contrato, el Tribunal podría ordenar el pago de daños sólo a Occidental Petroleum Corporation. OPC no es una entidad ecuatoriana y no está sujeta a los reclamos impositivos o de participación laboral ecuatorianos.

853. El Tribunal observa que tanto el Profesor Kalt como el Sr. Johnston han indicado que sus respectivos cálculos sobre el quantum han sido realizados después de impuestos. En vista de las circunstancias, el Tribunal concuerda con la Demandada en que la solicitud de las Demandantes es especulativa y prematura. En consecuencia, tal solicitud es rechazada.

H. Conclusiones del Tribunal en relación con la reconvencción de la Demandada

854. Como se indicó anteriormente, en este arbitraje la Demandada presentó una reconvencción en contra de las Demandantes basada en los cuatro fundamentos siguientes:

- (i) abuso del derecho en relación con este procedimiento ante el CIADI;
- (ii) incumplimiento de la Cláusula 22.2.1 del Contrato de Participación relativa a la renuncia al derecho de utilizar vías diplomáticas o consulares;
- (iii) la supuesta conducta destructiva e ilícita de las Demandantes después del Decreto de Caducidad, que incluye supuestos daños causados a datos y programas de *software* así como la falta de disponibilidad de torres de perforación; y
- (iv) la supuesta falta de pago por parte de las Demandantes del cargo de cesión y de una negociación de un contrato de participación más favorable para la Demandada.

855. Cada una de estas cuatro acusaciones se analiza a continuación.

1. *La acusación de la Demandada de que las Demandantes iniciaron y continuaron con el presente caso de mala fe*

856. Esta afirmación de la Demandada se basa expresamente en el argumento de que las Demandantes han iniciado el presente procedimiento a sabiendas de que sus reclamos en relación con el Decreto de Caducidad carecen objetivamente de todo fundamento y no pueden prosperar. Sin embargo, tal como fue señalado precedentemente en el presente Laudo, el Tribunal ya ha concluido que, independientemente del incumplimiento de la Cláusula 16.1 del Contrato de Participación y la violación punible por parte de OEPC del Artículo 74.11 de la LHC, el Decreto de Caducidad no fue una respuesta proporcionada en las circunstancias del caso y que, en consecuencia, fue sancionado en violación del derecho ecuatoriano, del derecho internacional consuetudinario y del Artículo II.3(a) del Tratado. El Tribunal también determinó que la Demandada había violado el Artículo III.1 del Tratado.

857. En estas circunstancias, no puede considerarse que el presente procedimiento iniciado por las Demandantes carece de fundamentos o que es malicioso o abusivo. La acusación y la reconvención de la Demandada sobre este punto son, por lo tanto, improcedentes.

2. *La acusación de la Demandada de que OEPC incumplió con la Cláusula 22.2.1 del Contrato de Participación mediante el uso de la vía diplomática o consular*

858. El Tribunal recuerda que la Cláusula 22.2.1 del Contrato de Participación establece lo siguiente:

En el caso de controversias que pudieren surgir a causa de la aplicación de este Contrato de Participación, la Contratista, de acuerdo con la legislación del

Ecuador, renuncia de manera expresa a utilizar la vía diplomática o consular, o a recurrir a cualquier órgano jurisdiccional nacional o extranjero no previsto en este Contrato de Participación, o a un arbitraje no reconocido por la ley ecuatoriana o no previsto en este Contrato de Participación. El incumplimiento de esta disposición será motivo de caducidad de este Contrato de Participación.

859. Las Demandantes han argumentado que la reconvención de la Demandada en este punto es improcedente dado que no puede invocarse la Cláusula 22.2.1 para evitar que OEPC solicite asistencia gubernamental para remediar violaciones de derecho internacional por parte de la Demandada y que, en todo caso, la Demandada no ha presentado pruebas de que haya existido alguna solicitud de asistencia por parte de las Demandantes al Gobierno de los Estados Unidos en relación con la amenaza de una diferencia sobre caducidad. Las Demandantes también afirman que al haber participado en discusiones relativas a la diferencia sobre el IVA con el Gobierno de los Estados Unidos con anterioridad al inicio del arbitraje sobre el IVA en 2002, la Demandada no puede ahora reclamar de buena fe que esas mismas discusiones constituyeron un incumplimiento de la Cláusula 22.2.1.

860. El Tribunal ha determinado que no existe prueba alguna en el abultado expediente del presente caso de que las Demandantes hayan solicitado alguna vez ayuda del Gobierno de los Estados Unidos en relación con la controversia sobre caducidad a través de los canales diplomáticos en violación de la Cláusula 22.2.1. La reconvención de la Demandada sobre este punto es, por lo tanto, improcedente.

3. La acusación de la Demandada sobre la conducta destructiva e ilícita de las Demandantes

861. En la tercera sección de la reconvención, la Demandada solicita un resarcimiento por las supuestas pérdidas sufridas como resultado de las “acciones destructivas” de las

Demandantes en el Bloque 15. Estas “acciones destructivas” consisten en la liberación por parte de las Demandantes con posterioridad a la sanción del Decreto de Caducidad de dos torres de perforación necesarias para mantener los niveles de producción en el Bloque 15, la desactivación de 108 programas de *software* utilizados para operar el Bloque 15 y los Campos Unificados y la eliminación de “aproximadamente 3705 gigabytes de información del sistema informático del Bloque 15”. Según la Demandada, estas acciones devinieron en pérdidas de más de \$80 millones.

862. Las Demandantes rechazan las acusaciones de la Demandada sobre la existencia de “acciones destructivas”. Con respecto a la liberación de las torres de perforación, las Demandantes sostienen que ninguna disposición del Contrato de Participación o de la LHC exigían a OEPC mantener equipos en el sitio que ya no estaban siendo utilizados. Con respecto a la desactivación del *software* operativo del Bloque 15, las Demandantes argumentan que OEPC realizó todos los trámites necesarios para asegurar el traspaso del Bloque 15 de OEPC a PetroEcuador sin complicaciones y que cualquiera de las dificultades resultantes eran consecuencia de la propia planificación inadecuada de PetroEcuador del traspaso.

863. Esta reconvención será considerada y analizada en detalle a continuación.

(a) *Pérdida de producción del Bloque 15 a causa de la liberación de torres de perforación*

864. Como se ha determinado anteriormente en el presente Laudo, el Tribunal no está convencido de que la liberación de las torres de perforación por parte de OEPC con anterioridad al 15 de mayo de 2006 haya respondido a otras motivaciones que no fueran

económicas. Ciertamente, la causa no fue el Decreto de Caducidad o, de hecho, cualquier otra conducta indebida de parte de la Demandada.

865. Sobre la base de las pruebas que ha analizado, el Tribunal concluye que la Demandada no ha logrado satisfacer la carga de la prueba para respaldar su argumento de que, mediante la liberación de las dos torres de perforación el 3 de enero de 2006 y el 15 de abril de 2006, las Demandantes causaron daños a la Demandada. Por lo tanto, su reconvención sobre este punto es improcedente.

866. Como se ha señalado anteriormente en las conclusiones del Tribunal sobre daños, la ausencia de las dos torres de perforación ha sido tomada en cuenta en el cálculo del valor justo de mercado del Bloque 15.

(b) Daño causado a datos y a software

867. Las Demandantes sostienen, básicamente, que las licencias de software utilizadas para operar el Bloque 15 constituyen propiedad industrial de la que son titulares y que tenían plenas justificaciones para cancelar tales licencias. Según las Demandantes, dichas licencias no pueden equipararse a “los equipos, herramientas, maquinarias, instalaciones” a que hace referencia la Cláusula 5.1.21 del Contrato de Participación.

868. Si bien el Tribunal considera, que en la actualidad, las licencias de software son “herramientas” que debieron haber sido transferidas a la Demandada de acuerdo con la Cláusula 5.1.21 del Contrato de Participación promulgado el Decreto de Caducidad, no existe prueba en el expediente que las Demandantes hayan destruido datos de software a

modo de represalia frente a la declaración de caducidad por parte de la Demandada. En consecuencia, la reconvención de la Demandada sobre este punto es improcedente.

4. *La acusación de la Demandada de que las Demandantes no pagaron el cargo de cesión ni negociaron un nuevo contrato de participación más favorable para la Demandada*

869. La Demandada ha abandonado el reclamo contenido en la cuarta y última sección de su reconvención, basada en la acusación de que las Demandantes no pagaron el cargo de cesión correspondiente ni negociaron un nuevo contrato de participación que fuera más favorable para la Demandada de conformidad con el Artículo 79 de la LHC. Ello parece ser lógico. En consecuencia, el Tribunal no necesita pronunciarse sobre este punto.

VII. COSTAS

870. Las Demandantes sostienen que, de resultar ser la parte vencedora, deberían recuperar de parte de la Demandada todas sus costas legales así como también los honorarios y gastos del Tribunal y los cargos administrativos del CIADI.

871. El Tribunal, por los motivos que se exponen a continuación, ha decidido que no sería apropiado, en vista de las circunstancias de este arbitraje largo y complejo, conceder el petitorio de las Demandantes.

872. El Tribunal recuerda, en particular, que ha desestimado la Solicitud de Reparación Provisional presentada por las Demandantes.

873. El Tribunal también recuerda que, si bien las objeciones planteadas por la Demandada a la competencia del Tribunal fueron desestimadas anteriormente y que, en el presente Laudo, se ha otorgado a las Demandantes una compensación significativa, el Tribunal determinó que las Demandantes violaron la Cláusula 16.1 del Contrato de Participación y que fueron culpables de una violación punible del Artículo 74.11 de la LHC, violación que contribuyó al perjuicio que sufrieron cuando se sancionó el Decreto de Caducidad.

874. Por lo tanto, en ejercicio de su discrecionalidad, el Tribunal decide que cada parte será responsable de sus propias costas legales y que los honorarios y gastos del Tribunal así como los cargos administrativos del CIADI serán abonados en forma equitativa por las Demandantes y la Demandada.

875. Al concluir, el Tribunal reconoce la calidad de las extensas presentaciones escritas y orales de ambas partes con respecto a la gran cantidad de cuestiones fácticas y legales que fueron planteadas en el transcurso de este extenso y complejo proceso arbitral.

VIII. LAUDO

876. Por todo lo expuesto, y en rechazo de todos los argumentos y manifestaciones en contrario, el Tribunal DECLARA, RESUELVE Y ORDENA lo siguiente respecto de las cuestiones planteadas para su consideración en este caso:

- (i) Ecuador violó el Artículo II.3(a) del Tratado al no acordar trato justo y equitativo a la inversión de las Demandantes, y al no brindarle a las Demandantes el trato mínimo exigible conforme a derecho internacional;

(ii) Ecuador violó el Artículo III.1 del Tratado al expropiar la inversión de la Demandantes en el Bloque 15 a través de una medida “equivalente a la expropiación”;

(iii) Ecuador dictó el Decreto de Caducidad en violación del derecho ecuatoriano y el derecho internacional consuetudinario;

(iv) OEPC violó la Cláusula 16.1 del Contrato de Participación al no obtener la autorización ministerial necesaria a los fines de la transferencia de derechos mediante el Acuerdo de Farmout; como resultado de esta violación, los daños otorgados a las Demandantes serán reducidos por un factor del 25% (ver subpárrafo (v));

(v) Se otorga a las Demandantes una indemnización de US\$1.769.625.000 (Mil setecientos sesenta y nueve millones, seiscientos veinticinco mil dólares estadounidenses), según el cálculo que se incluye en el párrafo 825 del presente Laudo, por los daños sufridos como resultado de los incumplimientos mencionados precedentemente en los subpárrafos (i), (ii) y (iii);

(vi) Se ordena al Ecuador pagar intereses devengados hasta la emisión del laudo sobre el monto de la indemnización a una tasa anual del 4,188%, compuestos anualmente, desde el 16 de mayo de 2006 hasta la fecha del presente Laudo;

(vii) Se ordena al Ecuador pagar intereses devengados con posterioridad a la emisión del laudo a la tasa LIBOR a seis meses de los Estados Unidos, compuestos mensualmente; y

(viii) se desestiman los reclamos reconventionales del Ecuador a excepción del reclamo del Ecuador descrito en el inciso (iv) *supra*; y

(ix) Se ordena a cada Parte a pagar sus propias costas legales, y se ordena a las Demandantes y a la Demandada pagar cada una la mitad de los costos del CIADI y del Tribunal relacionados con el procedimiento.

877. De conformidad con el Artículo 48(4) del Convenio del CIADI, la árbitro Stern disiente de la mayoría, y se adjunta su voto particular en contrario.

[ver opinión disidente adjunta]

Profesora Brigitte Stern

[firmado]

David A.R. Williams, Q.C.
Fecha: 24 de septiembre de 2012

[firmado]

L. Yves Fortier, C.C., Q.C.
Presidente
Fecha: 20 de septiembre 2012