

**CENTRO INTERNACIONAL DE ARREGLO DE DIFERENCIAS  
RELATIVAS A INVERSIONES  
WASHINGTON, D.C.**

EN EL PROCEDIMIENTO DE ARBITRAJE ENTRE

**CONOCOPHILLIPS PETROZUATA B.V.  
CONOCOPHILLIPS HAMACA B.V.  
CONOCOPHILLIPS GULF OF PARIA B.V.**

y

**CONOCOPHILLIPS COMPANY**  
LAS DEMANDANTES

y

**REPÚBLICA BOLIVARIANA DE VENEZUELA**  
LA DEMANDADA

**Caso CIADI No. ARB/07/30**

---

**LAUDO**

---

*Miembros del Tribunal*

Sr. Eduardo Zuleta, Presidente  
Profesor Andreas Bucher, Árbitro  
El Honorable L. Yves Fortier, QC, Árbitro

*SECRETARIO DEL TRIBUNAL*  
Sres. Gonzalo Flores y Francisco Grob

*Fecha de envío a las Partes: 8 de marzo de 2019*

LOS REPRESENTANTES DE LAS PARTES

En representación de las Demandantes:

Sr. Brian King  
Sr. Elliot Friedman  
Sr. Sam Prevatt  
Sr. Lee Rovinescu  
Sra. Madeline Snider  
Sr. Cameron Russell  
Freshfields Bruckhaus Deringer US LLP  
601 Lexington Avenue, Piso 31  
Nueva York, NY 10022  
Estados Unidos de América

y

Sr. Jan Paulsson  
Sr. Luke Sobota  
Sr. Benjamin Jones  
Sr. Mihir Chattopadhyay  
Three Crowns LLP  
3000 K Street NW, Suite 101  
Washington, D.C. 20007-5109  
Estados Unidos de América

y

Sr. Gaëtan Verhoosel  
Sr. Constantine Partasides  
Three Crowns LLP  
New Fetter Place  
8-10 New Fetter Lane  
Londres EC4A 1AZ  
Reino Unido

En representación de la Demandada:

Dr. Reinaldo Enrique Muñoz Pedroza  
Viceprocurador General de la República  
Sr. Felipe Daruiz  
Procuraduría General de la República  
Paseo Los Ilustres c/c Av. Lazo Martí  
Ed. Sede Procuraduría General de la  
República, Piso 8  
Urb. Santa Mónica  
Caracas 1040  
Venezuela

y

Sr. George Kahale, III  
Sr. Benard V. Preziosi, Jr.  
Sr. Fuad Zarbiyev  
Sra. Arianna Sánchez  
Sr. Simon Batifort  
Curtis, Mallet-Prevost, Colt & Mosle LLP  
101 Park Avenue  
Nueva York, NY 10178  
Estados Unidos de América

y

Sra. Gabriela Álvarez-Ávila  
Sra. Dori Yoldi  
Curtis, Mallet-Prevost, Colt & Mosle, S.C.  
Rubén Darío 281, Pisos 8 & 9  
Col. Bosque de Chapultepec  
11580 México, D.F.  
México

y

Sr. Fernando A. Tupa  
Curtis, Mallet-Prevost, Colt & Mosle, S.C.  
25 de Mayo 555 p. 1  
Edificio Chacofi  
C1002ABK Buenos Aires  
Argentina

y

Sra. Irene Petrelli  
Curtis Mallet-Prevost, Colt & Mosle LLP  
3 Corso Matteotti  
20121 Milán  
Italia

## ÍNDICE DE CONTENIDOS

I.	Antecedentes Procesales .....	1
II.	La Decisión sobre Jurisdicción y Fondo de 2013 .....	8
III.	La Decisión Interlocutoria de 2017 .....	10
IV.	La Fase Final sobre Cuantificación de Daños .....	12
V.	El Derecho Aplicable que Rige el Recurso .....	21
A.	Artículo 9 del TBI .....	22
1.	La Posición de las Demandantes .....	22
2.	La Posición de la Demandada .....	24
3.	Las Conclusiones del Tribunal .....	25
B.	Las Disposiciones de Compensación de los Convenios de Asociación .....	27
1.	La Posición de las Demandantes .....	27
2.	La Posición de la Demandada .....	32
a.	El Proyecto Petrozuata .....	33
b.	El Proyecto Hamaca .....	35
c.	Los argumentos jurídicos de las Demandantes .....	38
3.	Las Conclusiones del Tribunal .....	43
a.	Los elementos principales y la estructura de las disposiciones de compensación .....	44
b.	Las disposiciones de compensación no establecen el estándar de compensación para la expropiación por parte del Estado .....	47
c.	Las disposiciones de compensación son parte de la estructura jurídica y el valor económico de los Convenios de Asociación .....	51
d.	El funcionamiento de las disposiciones de compensación en el presente caso .....	52
C.	El Estándar de Compensación .....	54
1.	La Posición de las Demandantes .....	55
2.	La Posición de la Demandada .....	57
3.	Las Conclusiones del Tribunal .....	58
D.	Fecha y Método de Valuación .....	64
1.	La Posición de las Demandantes .....	64
2.	La Posición de la Demandada .....	65
3.	Las Conclusiones del Tribunal .....	66

a.	Las posiciones de las Partes .....	66
b.	Los factores temporales apropiados .....	68
c.	Las pruebas.....	75
VI.	Producción.....	81
A.	Observaciones Preliminares .....	81
B.	Las Características Principales de Producción de Petrozuata y Hamaca .....	83
1.	La Posición de las Demandantes .....	83
a.	Los perfiles de producción de petróleo .....	84
b.	La producción de petróleo prevista con base en las cifras de las Reservas .....	85
c.	Las proyecciones de producción de Venezuela elaboradas para el arbitraje .....	86
d.	La gestión deficiente de PDVSA .....	88
2.	La Posición de la Demandada .....	89
a.	Los perfiles de producción de petróleo .....	89
b.	La producción de petróleo prevista con base en las cifras de las Reservas .....	90
c.	El control de los Proyectos.....	92
3.	Las Conclusiones del Tribunal.....	93
a.	La importancia de las cifras de producción reales .....	93
b.	Las proyecciones de producción a partir del año 2009 .....	93
c.	Las cifras de las Reservas.....	100
d.	La gestión de PDVSA .....	104
C.	Producción en Petrozuata - <i>Upstream</i> .....	105
1.	La Posición de las Demandantes .....	106
2.	La Posición de la Demandada .....	109
3.	Las Conclusiones del Tribunal .....	112
D.	Producción en Hamaca – <i>Upstream</i> .....	126
1.	La Posición de las Demandantes .....	126
2.	La Posición de la Demandada .....	128
3.	Las Conclusiones del Tribunal .....	130
E.	La Capacidad de Procesamiento de los Mejoradores.....	139
1.	Elementos Básicos.....	139

2.	La Posición de las Demandantes .....	142
3.	La Posición de la Demandada .....	146
4.	Las Conclusiones del Tribunal .....	151
a.	El OSF presuntamente basado en la realidad .....	153
b.	El OSF basado en el EHCO mejorado desde 2009 .....	156
c.	El OSF basado en el estudio RAM IV .....	157
d.	El impacto de las paradas y el mantenimiento .....	161
e.	El OSF del 91% anterior a la expropiación.....	164
F.	Producción y Ventas Totales en Petrozuata y Hamaca .....	165
G.	Corocoro.....	169
1.	La Posición de las Demandantes .....	169
2.	La Posición de la Demandada .....	173
3.	Las Conclusiones del Tribunal .....	178
H.	Productos Derivados .....	183
VII.	Costos.....	187
A.	Petrozuata y Hamaca.....	187
1.	La Posición de las Demandantes .....	187
a.	Generalidades .....	187
b.	Los “Costos Adicionales” reclamados por la Demandada son irracionales y/o innecesarios.....	188
c.	Los “Costos Adicionales” reclamados por la Demandada carecen de sustento.....	190
d.	Comentarios sobre las estimaciones de costos de la Demandada .....	191
2.	La Posición de la Demandada .....	193
a.	Generalidades .....	193
b.	Las estimaciones de costos de la Demandada.....	197
3.	Las Conclusiones del Tribunal .....	199
a.	Observaciones preliminares .....	199
b.	La dificultad de identificar costos pasados y futuros .....	201
c.	Perforación .....	204
d.	Paradas .....	208
e.	Otros CAPEX y OPEX basados en el MEC .....	212

f.	CAPEX y OPEX adicionales .....	213
g.	CAPEX y OPEX totales .....	223
B.	Corocoro.....	228
VIII.	Precios e Ingresos .....	231
1.	La Posición de las Demandantes .....	232
2.	La Posición de la Demandada .....	233
3.	Las Conclusiones del Tribunal .....	235
a.	Petrozuata y Hamaca .....	235
b.	Corocoro.....	246
IX.	Regalías e Impuestos .....	248
A.	Observaciones Generales y Conclusiones.....	248
B.	El Impuesto a las Ganancias Inesperadas.....	251
1.	La Estructura Jurídica.....	251
2.	La Posición de las Demandantes .....	253
3.	La Posición de la Demandada .....	257
4.	Las Conclusiones del Tribunal .....	259
C.	Los Ingresos Netos .....	272
X.	Dividendos y Compensación.....	276
A.	Dividendos Perdidos .....	276
B.	El Impacto de las Disposiciones de Compensación .....	278
XI.	Intereses.....	282
1.	La Posición de las Demandantes .....	282
2.	La Posición de la Demandada .....	285
3.	Las Conclusiones del Tribunal .....	288
XII.	Tasa de Descuento.....	296
1.	La Posición de las Demandantes .....	296
2.	La Posición de la Demandada .....	304
3.	Las Conclusiones del Tribunal .....	310
a.	Elementos básicos .....	310
b.	Supuestos del mercado de los Estados Unidos.....	315
c.	Tasas de descuento en mercados extranjeros .....	318

d.	Supuestos generales del riesgo país .....	322
e.	El riesgo de expropiación y tributación.....	324
f.	El riesgo inherente a la calificación de crédito de la deuda .....	326
g.	Consideración del comprador interesado .....	329
h.	Costo de la deuda .....	329
i.	La tasa de descuento inherente a los Proyectos.....	333
j.	Conclusión.....	346
k.	Laudo neto de Impuestos.....	347
XIII.	Repago de la Deuda de Hamaca.....	348
XIV.	Prevención de la Doble Recuperación .....	349
XV.	Costos y Honorarios Legales.....	351
A.	La Posición de las Demandantes .....	351
B.	La Posición de la Demandada .....	354
C.	Las Conclusiones del Tribunal .....	356
XVI.	Decisión.....	364

## **I. Antecedentes Procesales**

1. El 2 de noviembre de 2007, las Demandantes presentaron ante el Centro Internacional de Arreglo de Diferencias Relativas a Inversiones (“CIADI” o el “Centro”) una Solicitud de Arbitraje contra la República Bolivariana de Venezuela (“Venezuela” o “la Demandada”) de conformidad con el Artículo 36 del Convenio CIADI. El 13 de diciembre de 2007, la Secretaria General del CIADI registró la Solicitud de Arbitraje conforme al Artículo 36(3) del Convenio CIADI.

2. El Tribunal se constituyó el 23 de julio de 2008, estando integrado por el Juez Kenneth Keith, nacional de Nueva Zelanda, Presidente, designado por el Presidente del Consejo Administrativo del CIADI de conformidad con el Artículo 38 del Convenio CIADI; el Honorable L. Yves Fortier, QC, nacional de Canadá, designado por las Demandantes; y Sir Ian Brownlie, CBE, QC, nacional de Gran Bretaña, designado por la Demandada. El 1 de febrero de 2010, se reconstituyó el Tribunal, integrado por el Profesor Georges Abi-Saab, nacional de Egipto, designado por la Demandada, tras el fallecimiento de Sir Ian Brownlie.

3. Entre los días 31 de mayo y 12 de junio de 2010, se celebró una audiencia sobre jurisdicción y fondo, seguida de dos días de alegatos los días 21 y 23 de julio de 2010. El 3 de septiembre de 2013, el Tribunal dictó una Decisión sobre Jurisdicción y Fondo (“la Decisión de 2013”), en cuyo párrafo 404 se establecían las conclusiones que se citarán en la Sección II *infra*.

4. El 8 de septiembre de 2013, los representantes de la Demandada presentaron una carta solicitando aclaraciones y explicaciones al Tribunal respecto de algunas de las determinaciones de la Decisión sobre Jurisdicción y Fondo relacionadas en particular con la conclusión de la Decisión de 2013 acerca de las negociaciones sobre compensación que tuvieron lugar entre las Partes (la “Primera Solicitud de Reconsideración”). En su carta, los representantes de la Demandada también solicitaron una “audiencia limitada y enfocada” para revisar las cuestiones específicas planteadas.

5. El 10 de septiembre de 2013, los representantes de las Demandantes respondieron a la carta de la Demandada. Las Demandantes se opusieron a las solicitudes de la Demandada y propusieron, en su lugar, un cronograma de presentaciones de escritos sobre cuantificación de daños.

6. Entre los días 11 y 23 de septiembre de 2013, las Partes presentaron variadas comunicaciones al Tribunal.

7. Mediante carta de fecha 1 de octubre de 2013, el Tribunal fijó un cronograma para la presentación de escritos de las partes acerca de lo siguiente: (i) la potestad del Tribunal para reconsiderar la Decisión de 2013; y (ii) un posible cronograma para la presentación de escritos sobre cuantificación de daños. Las Partes presentaron oportunamente dos rondas de escritos.

8. En su Decisión de fecha 10 de marzo de 2014, el Tribunal estableció que en lo que se refería a la cuestión planteada en la Solicitud de Reconsideración de la Demandada “esta decisión se limita a responder la cuestión de si el Tribunal tiene la facultad que la Demandada le solicita que ejerza. La decisión no se refiere a los fundamentos invocados por la Demandada para reconsiderar la parte de la Decisión que objetó, ni a las pruebas que la Demandada considera que apoyan a esos fundamentos. Debe probarse la existencia de esa facultad antes de que la misma se pueda ejercer”<sup>1</sup>.

9. El Tribunal arribó a la conclusión de que no estaba facultado para reconsiderar la Decisión sobre Jurisdicción y Fondo, decisión respecto de la cual el Profesor Georges Abi-Saab disintió. En ausencia de esta facultad, se desprendió de manera implícita en la Decisión del Tribunal que se rechazaba la Solicitud de la Demandada.

10. El 20 de febrero de 2015, renunció el Profesor Georges Abi-Saab con efecto inmediato. El 10 de agosto de 2015 se reconstituyó el Tribunal, con el nombramiento del Profesor Andreas Bucher, nacional de Suiza, por parte del Presidente del Consejo Administrativo.

11. Ese mismo día, el 10 de agosto de 2015, la Demandada presentó una Segunda Solicitud de Reconsideración dirigida a la Decisión del Tribunal del día 10 de marzo de 2014. Solicitó una audiencia sobre dicha solicitud. La Demandada recordó que, inmediatamente después de la Decisión de 2013, había solicitado la reconsideración, señalando

ciertos errores obvios de hecho, de derecho y lógicos, la corrección de cualesquiera de ellos, requeriría un cambio en la conclusión de la mayoría respecto a la falta de negociación en buena fe. De particular relevancia para esta [Segunda] Aplicación, son los cables de la Embajada de Estados Unidos de América hechos públicos después de la audiencia en este caso en el año 2010, que reportan los informes hechos por los principales negociadores de ConocoPhillips a la Embajada de Estados Unidos en Caracas, que no dejan ninguna duda de que las manifestaciones hechas por ConocoPhillips al Tribunal respecto a la supuesta falta de voluntad de la Demandada para negociar un valor justo de mercado habían sido completamente falsas y que, de hecho, era ConocoPhillips quien estaba buscando una compensación ‘por encima del valor justo de mercado de los activos’. Dado que la mayoría había confiado en las tergiversaciones de las Demandantes para concluir que hubo una negociación de mala fe, la Demandada asumió que el Tribunal querría reconsiderar la Decisión de la Mayoría sobre el Fondo para evitar una evidente injusticia. Esta presunción está basada en la premisa de que todo tribunal tiene el poder de corregir su propia decisión mientras que el caso aún está pendiente ante él y que debería ejercitar ese poder si su decisión efectivamente estuvo basada en declaraciones patentemente falsas<sup>2</sup> (nota al pie omitida.) [Traducción del Tribunal.]

---

<sup>1</sup> Decisión de fecha 10 de marzo de 2014 sobre la Primera Solicitud de Reconsideración de la Demandada, párr. 9.

<sup>2</sup> Segunda Solicitud de Reconsideración de la Demandada, págs. 2-3.

12. El 12 de agosto de 2015, las Demandantes respondieron en los siguientes términos:

La solicitud es frívola y dilatoria. Venezuela ni siquiera ha intentado articular un fundamento jurídico para la admisibilidad de una solicitud para reconsiderar una decisión de reconsideración – porque no existe fundamento alguno. La Decisión del Tribunal del día 10 de marzo consideró y rechazó los mismos argumentos que actualmente plantea Venezuela. Dicha decisión tiene efecto de cosa juzgada y no puede ser reconsiderada ni revisada en modo alguno con anterioridad al dictado del Laudo definitivo<sup>3</sup> [Traducción del Tribunal].

Las Demandantes solicitaron que el Tribunal desestimara inmediatamente la solicitud de la Demandada y reprogramara sin demora la audiencia final.

13. Posteriormente ese mismo día, la Demandada comentó la carta de las Demandantes. El 13 de agosto de 2015, las Demandantes afirmaron que su carta del día anterior proporcionaba una respuesta completa a los planteamientos de la Demandada en su carta ulterior.

14. El 15 de agosto de 2015, se informó a las Partes de que el Tribunal “actualmente está considerando la solicitud de la Demandada, incluida su solicitud de una audiencia, y se comunicará con las partes cuando corresponda. El Tribunal considera que en esta fase no son necesarias presentaciones adicionales”<sup>4</sup> [Traducción del Tribunal].

15. El 9 de noviembre de 2015, la Demandada presentó una propuesta para recusar como árbitro a L. Yves Fortier QC. En base de la Regla 9(6) de las Reglas de Arbitraje, se suspendió el procedimiento hasta el 15 de diciembre de 2015 cuando se desestimó la propuesta. La Demandada realizó otras dos propuestas los días 26 de febrero de 2016 y 22 de julio de 2016 (Quinta y Sexta Propuestas de la Demandada para recusar a L. Yves Fortier), ambas desestimadas los días 15 de marzo de 2016 y 26 de julio de 2016, respectivamente.

16. El 9 de febrero de 2016, el Tribunal dictó su Decisión sobre la Segunda Solicitud de Reconsideración de la Demandada. Explicó que había abordado la cuestión, tal como lo hicieron las Partes, en aras de buscar la existencia y la fuente de la facultad que la Demandada le solicita que ejerza. No es cuestión de hallar una regla que prohíba la existencia o el ejercicio de esta facultad. Debe determinarse que esa facultad existe. La Demandada no lo ha demostrado.

17. En consecuencia, el Tribunal, por decisión de la mayoría, desestimó la Segunda Solicitud de Reconsideración realizada por la Demandada a efectos de la reconsideración de su Decisión sobre la Primera Solicitud de Reconsideración de la Demandada de fecha 10 de marzo de 2014, decisión respecto de la cual el Profesor Andreas Bucher disintió.

---

<sup>3</sup> Carta de las Demandantes de fecha 12 de agosto de 2015, pág. 1.

<sup>4</sup> Carta del CIADI de fecha 18 de agosto de 2015, pág. 2.

18. El 24 de febrero de 2016, el Tribunal celebró una Audiencia Organizativa en Washington, D.C., en la que se trataron diversas cuestiones procesales pendientes, incluida la programación y la agenda de las próximas audiencias sobre cuantificación de daños. Se registraron una serie de cuestiones procesales en el Acta y se las precisó aún más en la carta del CIADI de fecha 8 de junio de 2016.

19. El 21 de marzo de 2016, el Presidente del Tribunal, Juez Kenneth J. Keith, renunció como árbitro en el presente caso con efecto inmediato. El 22 de abril de 2016, se reconstituyó el Tribunal, con la designación del Sr. Eduardo Zuleta, nacional de Colombia, como árbitro presidente por parte del Presidente del Consejo Administrativo.

20. El 21 de marzo de 2016, la Demandada presentó el Informe de Experto Actualizado de Vladimir Brailovsky y Daniel Flores de fecha 18 de marzo de 2016. En la misma fecha, las Demandantes presentaron la Actualización del mes de marzo de 2016 elaborada por sus peritos Manuel A. Abdala y Pablo T. Spiller (Compass Lexecon).

21. El 21 de abril de 2016, las Demandantes presentaron el Informe de Experto de Respuesta elaborado por Manuel A. Abdala y Pablo T. Spiller (Compass Lexecon) y el Segundo Informe de Experto de Richard Strickland, en tanto que, en la misma fecha, la Demandada difundió la Réplica de la Actualización de la Valuación elaborada por Vladimir Brailovsky y Daniel Flores.

22. De conformidad con las conclusiones de la Audiencia Organizativa, el 15 de abril de 2016, las Demandantes incorporaron anexos documentales adicionales al expediente (C-623 a C-671), al igual que la Demandada (R-603 a R-641).

23. Mediante carta de fecha 20 de abril de 2016, la Demandada presentó ante el Tribunal una Tercera Solicitud de Reconsideración de la Decisión de la Mayoría de fecha 9 de febrero de 2016, que incluía la misma solicitud y se basaba en los mismos fundamentos que las dos Solicitudes anteriores. Las Demandantes respondieron mediante carta de fecha 21 de abril de 2016.

24. Durante la Audiencia Organizativa del 24 de febrero de 2016, se ordenó a las Demandantes que exhibieran una serie de documentos que el Tribunal consideraba que no eran privilegiados. Mediante carta de fecha 11 de mayo de 2016, el Tribunal se pronunció sobre la última cuestión pendiente respecto de la exhibición de documentos.

25. Otra decisión del Tribunal durante la Audiencia Organizativa consistió en invitar a las Partes a realizar comentarios respecto de las cuestiones ajenas a la cuantificación de daños que consideraban que aún se encontraban pendientes, si las hubiere. El Tribunal recibió presentaciones de las Demandantes el 2 de marzo de 2016 y de la Demandada el 11 de marzo de 2016. Tras las

debidas deliberaciones, el Tribunal consideró necesario invitar a las Partes, mediante carta de fecha 17 de marzo de 2016, a presentar una ronda adicional de escritos, que se recibieron de parte de las Demandantes el 15 de abril de 2016 y de parte de la Demandada el 15 de mayo de 2016. Se invitó a las Partes a referirse específicamente a la solicitud de las Demandantes de declaración de violación del Artículo 6 del TBI (C-2, R-13).

26. El Tribunal celebró una primera fase de la audiencia sobre cuantificación de daños durante los días 15 y 19 de agosto de 2016 acerca de las siguientes cuestiones: (i) el alcance de las conclusiones del Tribunal sobre el Artículo 6(c) del TBI y el resultado de la reclamación de las Demandantes de una declaración de que la Demandada violó el Artículo 6 del TBI; (ii) la Tercera Solicitud de Reconsideración de la Demandada; (iii) la alegación de *tergiversaciones*; (iv) la relevancia de las *fórmulas de compensación*; y (v) el impacto del procedimiento de arbitraje CCI, en su caso<sup>5</sup>.

27. Al término de la audiencia del 19 de agosto de 2016 y previa consulta a las Partes, el Tribunal dictó la Resolución Procesal No. 4, que dispuso en particular lo siguiente:

1. El Tribunal continúa conociendo de la Solicitud de Reconsideración de la Demandada de fecha 20 de abril de 2016, y de la reclamación de tergiversaciones de la Demandada. El Tribunal considera que ha sido informado plenamente acerca de estas cuestiones, y que, por lo tanto, no es necesario que las partes las aborden nuevamente.

2. De conformidad con la orden del Tribunal de fecha 17 de agosto de 2016, las partes deberán presentar al Tribunal todos los documentos intercambiados o presentaciones realizadas entre ellas en el curso de sus negociaciones mantenidas entre el día 27 de noviembre de 2007 y el mes de septiembre de 2008, a más tardar el día 31 de agosto de 2016.

3. A más tardar, el día 19 de septiembre de 2016, las partes deberán presentar escritos posteriores a la audiencia que traten las pruebas a las que se hizo alusión en el curso de la audiencia. Las partes pueden incluir en sus escritos posteriores a la audiencia comentarios con respecto a los documentos exhibidos de conformidad con el párrafo No. 2 *supra* [Traducción del Tribunal].

28. La Resolución Procesal No. 4 dispuso además que las Partes debían proceder mediante cooperación conjunta y diligente a introducir informes periciales consolidados nuevos: (1) sobre las capacidades de producción de los Proyectos Petrozuata, Hamaca y Corocoro (párr. 4); y (2)

---

<sup>5</sup> Se realizó una grabación de audio de la audiencia y se produjo una transcripción (en idiomas inglés y español), en tanto se había hecho esto para la Audiencia Organizativa del 24 de febrero de 2016 y para las audiencias celebradas durante los días 31 de mayo a 12 de junio y los días 21 a 23 de julio de 2010. Se ha hecho lo mismo respecto de todas las demás audiencias que sucedieron a partir de entonces. Todas las transcripciones han sido revisadas y modificadas por las Partes, ya sea en forma directa en la transcripción (corregida) o en una lista separada. La numeración de días utilizados para las transcripciones en español de las audiencias de febrero y marzo de 2017 han sido alineados con los números utilizados para la versión en inglés. El Tribunal hace referencia a las transcripciones, tanto en inglés como en español, tal como han sido aprobadas por las Partes y constan en el expediente, absteniéndose de modificar el lenguaje para mejorar o para hacer calzar un idioma con el otro. En algunos puntos, se deben consultar ambas versiones para alcanzar un entendimiento óptimo del contenido respectivo de las transcripciones.

sobre la cuantía de daños resultantes de la expropiación de los tres Proyectos (párr. 5), en cada caso sobre la base de una estructura de asuntos acordados en forma conjunta. En ambos casos, se determinó que las partes debían proceder mediante un intercambio inicial de informes entre ellas sin copiar al Tribunal y posteriormente corregir los informes según sea necesario para que cada una de las partes pudiera presentar su versión definitiva al Tribunal, a más tardar, el 17 de octubre de 2016 para los informes sobre las capacidades de producción y, a más tardar, el 17 de noviembre de 2016 para los informes en materia de daños.

29. En la Resolución Procesal No. 4, el Tribunal impartió más instrucciones a las Partes con respecto a la esencia de los informes periciales sobre la cuantía de daños. Los informes deberán determinar si la valuación se realizó a la fecha de la expropiación, es decir, el 26 de junio de 2007, o al 31 de diciembre de 2016, en cada caso, teniendo en cuenta y no teniendo en cuenta, las fórmulas de compensación incluidas en los Convenios de Asociación (párr. 6). Los escritos definitivos sobre cuantificación de daños fueron programados para el 30 de diciembre de 2016 (párr. 7). La Resolución fijó las fechas para la audiencia sobre la segunda fase de cuantificación de daños entre los días 21 y 25 de febrero de 2017 (párr. 8), a la que se agregó una audiencia mediante carta del CIADI de fecha 2 de septiembre de 2016 entre los días 27 y 31 de marzo de 2017.

30. El 31 de agosto de 2016, el Tribunal recibió de cada una de las partes un conjunto de presentaciones que se habían utilizado en el curso de las negociaciones que habían mantenido entre los días 27 de noviembre de 2007 y 8 de septiembre de 2008. La mayoría de los documentos presentados por cada una de las partes eran idénticos<sup>6</sup>.

31. El 19 de septiembre de 2016, las Demandantes y la Demandada presentaron sus respectivos Escritos Posteriores a la Audiencia ante el Tribunal.

32. De conformidad con el procedimiento previsto en el párrafo 4 de la Resolución Procesal No. 4 y los cambios observados por las cartas del Tribunal de fechas 5 de septiembre y 3 de octubre de 2016, el 17 de octubre de 2016, las Partes presentaron los siguientes informes periciales consolidados sobre las capacidades de producción de los tres Proyectos: los Informes Periciales de las Demandantes elaborados respectivamente por Richard Strickland y Neil K. Earnest de Muse Stan- cil; el Informe de Experto de la Demandada de Jesús Rafael Patiño Murillo.

33. Con arreglo al procedimiento previsto en el párrafo 5 de la Resolución, el 17 de noviembre de 2016 las Partes presentaron los siguientes informes periciales consolidados sobre la cuantía de los daños resultantes de la expropiación de los tres Proyectos: el Informe de Actualización Consolidado de las Demandantes sobre la Evaluación de Daños por la Expropiación de las Inversiones de ConocoPhillips en Venezuela elaborado por sus peritos Manuel A. Abdala y Pablo T. Spiller

---

<sup>6</sup> Anexos Documentales de las Demandantes C-688 a C-694; Anexos 1 a 10 de la carta de la Demandada de fecha 31 de agosto de 2016.

(Compass Lexecon), y el Informe de Experto Consolidado sobre Valuación de la Demandada elaborado por Vladimir Brailovsky y Daniel Flores.

34. Las Demandantes efectuaron su Presentación Definitiva sobre Cuantificación de Daños, y la Demandada presentó su Escrito sobre Cuantificación de Daños, ambas el 30 de diciembre de 2016.

35. En respuesta a la invitación realizada por el Tribunal en su carta del día 6 de mayo de 2016, las Partes dieron a conocer las presentaciones y los informes de valuación que habían efectuado y presentado hasta el 20 de mayo de 2016 al Tribunal CCI (Caso No. 20549/ASM), donde Conoco-Phillips eran las demandantes, y PDVSA y dos de sus subsidiarias eran las demandadas. Estos escritos eran suplementarios a las dos Solicitudes de Arbitraje de fecha 10 de octubre de 2014, cuyas copias fueron dadas a conocer al presente Tribunal en una fecha anterior (R-494, R-495). Cada una de las Partes realizó comentarios aclaratorios relacionados con estos procedimientos mediante sendas cartas, ambas de fecha 20 de mayo de 2016. El 16 de septiembre de 2016, la Demandada presentó al Tribunal su Dúplica en el procedimiento CCI del 9 de septiembre de 2016. Por último, con el consentimiento de las Demandantes y previa aceptación del Tribunal, el 16 de diciembre de 2016 la Demandada presentó la transcripción de la audiencia celebrada del 28 de noviembre al 10 de diciembre de 2016 en el marco del Arbitraje CCI (R-654). Mediante carta a las Partes de fecha 19 de diciembre de 2016, el Tribunal recordó que, de conformidad con el párrafo 3 del Acta de la Audiencia Organizativa de fecha 24 de febrero de 2016 y tal como había reiterado en sus instrucciones de los días 6 de mayo, 1 de julio y 12 de septiembre de 2016, este material se ha recibido con fines exclusivamente informativos y, en consecuencia, no se le adjudicará valor probatorio alguno en el presente caso. El Tribunal informó asimismo en su carta de fecha 23 de diciembre de 2016 que no concedía autorización a las Partes para presentar documentos a los que hubieran hecho referencia durante la audiencia CCI u otros documentos que no obraran en el expediente del Arbitraje CCI, ni para presentar autoridades legales adicionales<sup>7</sup>.

---

<sup>7</sup> La Demandada se quejó durante la Audiencia de septiembre de 2017 de que se le impidió actualizar su información y sus alegaciones al 31 de diciembre de 2016, ya que documentos y pruebas que había presentado en el Arbitraje CCI no se habían admitido en el procedimiento ante este Tribunal, en particular, una declaración testimonial más reciente elaborada por el Sr. Figuera; cf. TR-S, Audiencia de septiembre de 2017, Día 17, págs. 4615:4-4617:11 (Preziosi), 4617:12-4619:5 (Kahale), 4692:5-4695:3 (Preziosi). El Tribunal recuerda que, en su carta de fecha 23 de diciembre de 2016, explicó que esa incorporación tardía de pruebas nuevas no se había permitido según las Reglas 34 y 35 de las Reglas de Arbitraje del CIADI, en particular, porque no habría sido posible un contrainterrogatorio adicional (que de todos modos no fue ofrecido por la Demandada). El Tribunal observó también que su forma de proceder no se previó y ni siquiera se contempló durante la Audiencia Organizativa de fecha 24 de febrero de 2016, y esto con el acuerdo de las Partes. La Demandada no realizó ninguna solicitud de presentación de declaraciones testimoniales adicionales cuando se les envió a las Partes el borrador de Resolución Procesal No. 4 a efectos de recibir sus comentarios (cf. TR-S, Audiencia de agosto de 2016, Día 5, págs. 1404:22-1416:14). Sin embargo, la Demandada presentó ante el Tribunal los Apéndices 157, 161, 162, 164, 165, 169, 171, 172, 176 de Figuera como adjuntos a su Escrito Post-Audiencia de 2017. Además, la Demandada permitió que sus peritos valuadores adjuntaran a su opinión material del Arbitraje CCI, que carece de valor probatorio en el presente caso, esto es, los Apéndices 154-172 de Figuera (Brailovsky & Flores, Réplica a la Actualización de la Valuación, 21 de abril de 2016) y extractos de las Declaraciones Testimoniales de Figuera junto con los Apéndices 176 y 178 (cf. Brailovsky & Flores, Informe de Experto Consolidado sobre Valuación,

36. El Tribunal Arbitral de la CCI dictó su Laudo Final el 24 de abril de 2018 (20549/ASM/JPA). Fue presentado ante este Tribunal como un adjunto a la carta de las Demandantes de fecha 25 de abril de 2018, a la cual le siguió una carta de la Demandada de fecha 26 de abril de 2018. El Tribunal acusó recibo de ambas comunicaciones mediante carta de fecha 27 de abril de 2018 y afirmó además que consideraba que la presentación del Laudo de la CCI tenía el único propósito de informar al Tribunal del cierre del Arbitraje CCI. En otra carta de fecha 1 de mayo de 2018, la Demandada recordó la gran importancia que el Laudo de la CCI tenía para esa Parte. Las Demandantes expresaron su desacuerdo en un correo electrónico al día siguiente, recordando su interpretación de que, a la luz de la carta del Tribunal de fecha 27 de abril de 2018 y del párrafo 9 de la Resolución Procesal No. 4, se excluyeron otras presentaciones sin el consentimiento del Tribunal. Mediante correo electrónico de fecha 3 de mayo de 2018, el Tribunal reconfirmó que el Laudo de la CCI se ha presentado con el único propósito de informar al Tribunal y que la correspondencia no solicitada que se había presentado con posterioridad no iba más allá de lo que se había presentado y alegado ante este Tribunal. Mediante carta de las Demandantes de fecha 20 de agosto de 2018 y la carta de la Demandada fechada un día después, ambas de las cuales estaban acompañadas de comunicados de prensa de ConocoPhillips, Houston y PDVSA, respectivamente, las Partes informaron al Tribunal que estas partes habían llegado a un acuerdo de avenencia con respecto al cobro de los montos otorgados por el tribunal de la CCI.

## **II. La Decisión sobre Jurisdicción y Fondo de 2013**

37. Las conclusiones a las que arribó la decisión del Tribunal del año 2013 son las siguientes:

404. Por las razones expuestas, el Tribunal resuelve que:

- a. No goza de competencia en virtud del Artículo 22 de la Ley de Inversiones y que, en consecuencia, las reclamaciones efectuadas por la ConocoPhillips Company son desestimadas; y
- b. Posee competencia en virtud del Artículo 9 del Tratado Bilateral de Inversión respecto de:
  - i. las reclamaciones planteadas por ConocoPhillips Petrozuata BV, ConocoPhillips Hamaca BV y ConocoPhillips Gulf of Paria BV con relación a los siguientes factores: (1) el aumento de la alícuota del impuesto sobre la renta que entró en vigor el día 1 de enero de 2007, y (2) la expropiación o migración; y
  - ii. las reclamaciones planteadas por ConocoPhillips Petrozuata BV y ConocoPhillips Gulf of Paria BV con relación al incremento del impuesto a la extracción en vigor a partir del día 24 de mayo de 2006;

---

17 de noviembre de 2016, nota al pie 2). El 10 de enero de 2019, el Tribunal rechazó la solicitud imprevista de la Demandada de fecha 8 de enero de 2019, en la que solicitaba al Tribunal tomar en consideración un modelo de datos relacionado con el Proyecto Corocoro, que se había presentado en un arbitraje CCI iniciado el 30 de diciembre de 2016.

- c. Todas las reclamaciones basadas en una violación del Artículo 3 del TBI son desestimadas;
  - d. La Demandada no cumplió con su obligación de negociar de buena fe a fin de determinar la compensación debida por su expropiación de los activos de ConocoPhillips en los tres proyectos en función del valor de mercado como lo requiere el Artículo 6(c) del TBIñ [sic]
  - e. La fecha de valoración de los activos de ConocoPhillips es la fecha del Laudoñ [sic]
  - f. Todas las demás reclamaciones basadas en un incumplimiento del Artículo 6(c) del TBI son desestimadas;
  - g. Todas las demás cuestiones, incluyendo las costas y los gastos del Tribunal y los gastos de determinación de las partes se reservan para su consideración en una fase posterior de este procedimiento de arbitraje.
- Los apartados (a), (b)(i), (b)(ii), (c), (f) y (g) precedentes han sido decididos unánimemente [sic] por el Tribunal. Los apartados (d) y (e) han sido decididos por mayoría, con la opinión disidente del Árbitro Georges Abi-Saab.

38. Esta Decisión sobre Jurisdicción y Fondo del año 2013 se incorpora al presente Laudo por referencia.

39. Desde el 3 de septiembre de 2013, cuando se desestimaron las reclamaciones de ConocoPhillips Company (párr. 404(a)), esta Compañía ya no participó en el presente procedimiento. Sin embargo, esta Decisión nunca se incorporó a un laudo. Esto se hará en el presente Laudo, junto con una evaluación del impacto de dicha desestimación en la distribución de los costos y honorarios legales (Sección XV). Salvo que medie disposición en contrario en otra sección de este Laudo, el término “Demandantes” hace referencia a las tres sociedades ConocoPhillips holandesas.

40. La Mayoría del Tribunal ha decidido en dos oportunidades que no goza de potestad para analizar la Solicitud de Reconsideración de la Demandada, en cada oportunidad, con la opinión disidente del tercer árbitro.

41. Sin embargo, el significado y los efectos verdaderos del extracto de la Decisión de 2013 con respecto al desarrollo de las negociaciones en materia de compensación por parte de la Demandada incluido en el párrafo 404(d) siguió siendo objeto de debate. El Tribunal consideró que sería de utilidad contar con mayor claridad en relación con la obligación que prohíbe la expropiación por parte del Estado receptor según se señala en el Artículo 6 del TBI y en relación con la evaluación de la reclamación de indemnización de daños planteada por de las Demandantes. Otros acontecimientos procesales, y en particular la Audiencia del mes de agosto de 2016, proporcionaron una visión más amplia sobre las negociaciones que realmente se entablaron entre las Partes, incluso en el período comprendido entre los meses de noviembre de 2007 y septiembre de 2008, que el Tribunal no pudo evaluar en el procedimiento anterior que concluyó con la Decisión de 2013. Además, la Demandada presentó una reclamación basada en supuestas tergiversaciones de las Demandantes frente al Tribunal. Por lo tanto, el Tribunal decidió que tanto la Tercera Solicitud

de Reconsideración de la Demandada como la alegación de tergiversaciones debían tratarse en la Audiencia del mes de agosto de 2016. Ambas cuestiones se abordaron en la Decisión Interlocutoria del Tribunal de fecha 17 de enero de 2017.

### **III. La Decisión Interlocutoria de 2017**

42. Las conclusiones a las que arribó el Tribunal en su Decisión Interlocutoria rezan lo siguiente:

1. Se desestima la Tercera Solicitud de Reconsideración de la Demandada.
2. Se desestima la reclamación de la Demandada basada en las supuestas tergiversaciones de las Demandantes frente al Tribunal.
3. El Tribunal declara que Venezuela ha violado el Artículo 6 del TBI al expropiar ilícitamente las inversiones de las Demandantes en los tres Proyectos de la Faja del Orinoco en Venezuela.

43. Esta Decisión Interlocutoria se incorpora al presente Laudo por referencia.

44. En resumen, el Tribunal explicó que el verdadero sentido de la conclusión a la que arribó la Decisión de 2013 con respecto a la negociación en materia de compensación era que la Demandada no entabló negociaciones que condujeran a una oferta que cumpliera con los requisitos de “justa compensación” y “valor de mercado”. El Tribunal no determinó una ausencia de buena fe por parte de la Demandada por el incumplimiento de su obligación de negociar en función del valor de mercado tal como requiere el Artículo 6(c) del TBI (párrs. 39-62). El Tribunal concluyó que, hasta la presentación de la Solicitud de Arbitraje de las Demandantes y a partir de entonces, la Demandada no previó, realizó ni propuso a ConocoPhillips una valuación de mercado tal como exige el Artículo 6(c) del TBI (párrs. 63-131). El Tribunal decidió además que la reclamación de la Demandada basada en supuestas tergiversaciones de las Demandantes no podía prosperar a la luz de que la Demandada no demostró que las Demandantes hubieran retenido información relevante de forma indebida ni que hubieran presentado pruebas falsas o de algún otro modo engañosas (párrs. 67-69, 80, 93, 132-136).

45. En su Decisión Interlocutoria de 2017 (párr. 137), el Tribunal recordó que, en su Decisión de 2013, había concluido que la Demandada cometió una violación del Artículo 6(c) del TBI al no cumplir con su obligación de negociar de buena fe, sobre la base del valor de mercado, la compensación que debe otorgarse a las Demandantes por la toma de sus activos (párr. 404d). El Tribunal explicó que la obligación a la que se hace referencia implícita en el Artículo 6(c) constituye uno de los tres requisitos relevantes que debe cumplir el Estado receptor si procede a expropiar o nacionalizar la inversión del inversionista. Más allá de esta función, no cuenta con autonomía legal. De hecho, el incumplimiento de una obligación contenida en el apartado (c) del Artículo 6, tal como

afirmara la Decisión de 2013, no concede a la parte perjudicada derecho a reclamar daños y perjuicios sobre la base de tal incumplimiento. El efecto jurídico de dicha violación aparece exclusivamente en el contexto general del Artículo 6 debido a que el incumplimiento de los requisitos del apartado (c) significa que las medidas adoptadas por el Estado receptor no cumplen con las condiciones establecidas en esta disposición.

46. Toda vez que no se hayan cumplido los requisitos del Artículo 6(c), no se ha satisfecho una de las condiciones acumulativas establecidas en el Artículo 6, como consecuencia de lo cual se ha violado el Artículo 6. El Tribunal recordó en su Decisión Interlocutoria de 2017 (párr. 147) que la Decisión de 2013 observó que el requisito de compensación era una de las condiciones necesarias para que una expropiación sea “lícita” (párrs. 334, 343, 401). Con la misma lógica, debe entenderse que la conclusión según la cual no se ha cumplido una de estas condiciones tiene por efecto que la expropiación realizada en el mes de junio de 2007 sea ilícita.

47. Al emitir su Decisión Interlocutoria, el Tribunal decidió pronunciarse de manera explícita sobre esta cuestión (párr. 148). Observó (párr. 150) que el expediente del Tribunal revela que se han cumplido los dos primeros requisitos del Artículo 6. Una expropiación o nacionalización requiere que las autoridades del Estado receptor lleven a cabo una “toma de posesión”. Esta toma de posesión puede comprender derechos que no sean reales, tal como confirma el Artículo 6, que se refiere al concepto amplio de “inversiones”. En el presente caso, dicha toma de posesión ocurrió el 26 de junio de 2007, cuando los activos de ConocoPhillips fueron definitivamente tomados por Venezuela y por los empleados de PDVSA o de sus empresas subsidiarias. Dicha toma no se extendió exclusivamente a los activos. Significó que Venezuela asumiera directamente las actividades realizadas por las Asociaciones y extinguiera los derechos de propiedad de ConocoPhillips<sup>8</sup>. Incluyó necesariamente los derechos que asistían a ConocoPhillips a través de los Convenios de Asociación y todos los demás compromisos contractuales relativos a los tres Proyectos. Tal como recordara el Testigo Mommer, en esa fecha, se extinguieron los Convenios de Asociación<sup>9</sup>.

48. No se controvierte el hecho de que las medidas aplicadas el 26 de junio de 2007 no hayan sido tomadas a cambio de una “justa compensación” tal como exige el apartado (c) del Artículo 6. De hecho, no se ha pagado compensación alguna. Tal como explica también la Decisión Interlocutoria (párr. 153), las negociaciones entabladas antes de la toma de posesión de los activos y participaciones de ConocoPhillips fueron dirigidas por Venezuela en función de un modelo que implicaba una migración a empresas mixtas, basado en un monto de compensación que no tenía nada que ver con una compensación representativa de valores de mercado que cubrieran el lucro cesante que hubieran percibido las empresas de ConocoPhillips hasta el final de la vida útil de los

---

<sup>8</sup> Testigo Mommer, TR-S, Audiencia de agosto de 2016, Día 3, págs. 925:5-926:3.

<sup>9</sup> El testigo utilizó el término “desaparecer” (TR-S, Audiencia de 2010, Día 7, pág. 1807:7-9) y explicó además que los activos fueron tomados (TR-S, Audiencia de 2010, Día 7, págs. 1685:11-14, 1821:17-19).

Proyectos. Cuando las negociaciones se entablaron paralelamente al procedimiento de arbitraje, Venezuela nunca realizó una propuesta concreta. Las pruebas presentadas ante el Tribunal demuestran con rigurosa claridad que Venezuela nunca presentó una oferta en aras de poner fin positivo a la negociación.

49. Todas las razones esgrimidas en la Decisión Interlocutoria de 2017 (párrs. 137-155) y reiteradas brevemente en el presente Laudo sustentan la conclusión del Tribunal de que la Demandada ha violado el Artículo 6 del TBI.

#### **IV. La Fase Final sobre Cuantificación de Daños**

50. Poco tiempo después de emitir su Decisión Interlocutoria el 17 de enero de 2017, el Tribunal avanzó a la fase final del presente procedimiento, relativa a la cuantificación de daños.

51. El Tribunal celebró su audiencia sobre la segunda fase de cuantificación de daños en Washington, D.C. en dos partes: la primera, del 21 al 25 de febrero de 2017; y la segunda, del 27 al 31 de marzo de 2017. Las siguientes personas estuvieron presentes en estas dos sesiones (excepto cuando se establezca lo contrario):

##### Miembros del Tribunal

Dr. Eduardo Zuleta, Presidente  
El Honorable L. Yves Fortier, QC, Coárbitro  
Profesor Andreas Bucher, Coárbitro

##### Secretariado del CIADI

Sr. Gonzalo Flores, Secretario del Tribunal  
Sr. Francisco Grob, Secretario del Tribunal

##### En representación de las Demandantes

Sr. Jan Paulsson, Three Crowns LLP  
Sr. Constantine Partasides, QC, Three Crowns LLP (solamente en el mes de marzo)  
Sr. Josh Simmons, Three Crowns LLP  
Sr. Ben Jones, Three Crowns LLP  
Sra. Kelly Renehan, Three Crowns LLP  
Sr. D. Brian King, Freshfields Bruckhaus Deringer US LLP  
Sr. Elliot Friedman, Freshfields Bruckhaus Deringer US LLP  
Sr. Sam Prevatt, Freshfields Bruckhaus Deringer US LLP  
Sr. Lee Rovinescu, Freshfields Bruckhaus Deringer US LLP  
Sra. Madeline Snider, Freshfields Bruckhaus Deringer US LLP  
Sr. Cameron Russell, Freshfields Bruckhaus Deringer US LLP

Sr. Aaron Kates Rose, Freshfields Bruckhaus Deringer US LLP  
Sr. Israel Guerrero, Freshfields Bruckhaus Deringer US LLP  
Sra. Breanna Weber, Freshfields Bruckhaus Deringer US LLP  
Sra. Cassia Cheung, Freshfields Bruckhaus Deringer US LLP  
Sr. Iain McGrath, Freshfields Bruckhaus Deringer US LLP

Sra. Jannet Carrig, ConocoPhillips  
Sra. Laura Robertson, ConocoPhillips  
Sra. Suzana Blades, ConocoPhillips  
Sr. Alberto Ravell, ConocoPhillips  
Sra. Michele Lipscomb, ConocoPhillips (solamente en el mes de marzo)

En representación de la Demandada

Sr. George Kahale, III, Curtis, Mallet-Prevost, Colt & Mosle LLP  
Sr. Benard V. Preziosi, Curtis, Mallet-Prevost, Colt & Mosle LLP  
Profesor Tullio Treves, Curtis, Mallet-Prevost, Colt & Mosle LLP  
Sra. Dori Yoldi, Curtis, Mallet-Prevost, Colt & Mosle LLP  
Sra. Arianna Sánchez, Curtis, Mallet-Prevost, Colt & Mosle LLP  
Sr. Simon Batifort, Curtis, Mallet-Prevost, Colt & Mosle LLP  
Sra. Irene Petrelli, Curtis, Mallet-Prevost, Colt & Mosle LLP  
Sra. Matilde Flores, Curtis, Mallet-Prevost, Colt & Mosle LLP  
Sr. Farshad Zahedinia, Curtis, Mallet-Prevost, Colt & Mosle LLP  
Sra. Sofia Herrera, Curtis, Mallet-Prevost, Colt & Mosle LLP  
Sr. Steven Richardson, Curtis, Mallet-Prevost, Colt & Mosle LLP  
Sra. Gloria Diaz-Bujan, Curtis, Mallet-Prevost, Colt & Mosle LLP  
Sr. Herbert Tapia, Curtis, Mallet-Prevost, Colt & Mosle LLP

Dr. Reinaldo Muñoz, Procurador General, República Bolivariana de Venezuela (solamente en el mes de marzo)  
Dr. Bernard Mommer, República Bolivariana de Venezuela  
Sra. Irama Mommer, República Bolivariana de Venezuela  
Dr. Alvaro Silva Calderón, República Bolivariana de Venezuela  
Dr. Joaquín Parra, República Bolivariana de Venezuela  
Dra. A. Vanessa Gonzalez Anton, República Bolivariana de Venezuela  
Dr. José Gabriel Oroño, República Bolivariana de Venezuela  
Dr. Alejandro Schmilinsky, República Bolivariana de Venezuela  
Dr. Edoardo Orsoni, República Bolivariana de Venezuela

52. Durante la audiencia del mes de febrero, se escuchó y sometió a contrainterrogatorio a los siguientes testigos y peritos:

Dr. Manuel A. Abdala y Profesor Pablo T. Spiller, presentados por las Demandantes  
Sr. Vladimir Brailowsky y Dr. Daniel Flores, presentados por la Demandada  
Sr. Albert Roy Lyons, presentado por las Demandantes  
Sr. Rubén Figuera, presentado por la Demandada  
Sr. Jesús Rafael Patiño Murillo, presentado por la Demandada  
Dr. Richard F. Strickland, presentado por las Demandantes  
Sr. Neil K. Earnest, presentado por las Demandantes  
Sr. David Andrew Brown, presentado por las Demandantes  
Sr. Leonardo Marcano, presentado por la Demandada

Luego de un intercambio de opiniones entre las Partes, el Tribunal decidió que el Sr. Virgil Chamberlain, testigo presentado por las Demandantes, no comparecería en la audiencia del mes de febrero.

En la audiencia del mes de marzo, se interrogó nuevamente a los testigos Lyons y Figuera, seguidos de los peritos en materia de cuantificación de daños, Dr. Abdala y Profesor Spiller, en representación de las Demandantes; y Sr. Brailovsky y Dr. Flores, en representación de la Demandada.

53. Poco tiempo antes de la celebración de la audiencia del mes de marzo, el 20 de marzo, a petición del Tribunal, las Partes presentaron tablas correspondientes a cada uno de los Proyectos Hamaca y Petrozuata que contenían cifras de producción anual acumulada, enumeradas por año, de Crudo Extrapesado (EHCO, por sus siglas en inglés), Crudo Comercial (CCO, por sus siglas en inglés) y mezclas, para cada uno de los siguientes períodos: (i) comienzo de cada Proyecto hasta el 26 de junio de 2007; (ii) junio de 2007 hasta el 31 de diciembre de 2016; y (iii) 1 de enero de 2017 hasta el vencimiento del plazo del Convenio de Asociación pertinente. Se realizó una solicitud similar en relación con el Proyecto Corocoro, aunque sin división alguna en función de la calidad del petróleo. Con respecto a los tres Proyectos, las tablas contenían asimismo información relativa a los Gastos Operativos (OPEX) y Gastos de Capital (CAPEX) que afectaban las cifras de producción mencionadas anteriormente para los mismos períodos, así como los impuestos relacionados con la producción. Se invitó también a las Partes a explicar el funcionamiento de un impuesto a las ganancias inesperadas y el impacto, si lo tuviere, de aplicar las disposiciones de compensación, en el supuesto de que dicho impuesto se hubiera aplicado desde el 15 de abril de 2008, de la tasa que se habría aplicado a cada año. En forma paralela a la Evaluación de la Producción de la Demandada, las Demandantes presentaron también un conjunto de tablas relativas a la producción, los costos y los impuestos del petróleo con respecto a cada uno de los Proyectos.

54. Al término de la audiencia de marzo, en respuesta a la invitación del Tribunal, la Demandada presentó una copia impresa de las facturas de CCO vendido durante los años 2009 a 2015, conjuntamente con listas mensuales de las cantidades de petróleo vendidas y cargadas en buques a

los fines de su exportación. Se proporcionaron también tablas complementarias que resumían las cifras pertinentes en materia de producción, costos e impuestos. En la audiencia tuvo lugar un intercambio de opiniones en aras de ayudar al Tribunal a entender esta voluminosa documentación<sup>10</sup>.

55. Mediante cartas de fechas 4 y 12 de abril de 2017, el Tribunal ordenó a los peritos valuadores que debatieran con el propósito de acercar sus posiciones respectivas en relación con las tasas de descuento, en general, y el riesgo país, en particular. Mediante carta de fecha 25 de abril de 2017, las Demandantes informaron al Tribunal de que los peritos habían deliberado, aunque no lograron reducir la brecha entre sus opiniones respectivas.

56. Mediante cartas de fechas 27 de abril y 3 de mayo de 2017, el Tribunal solicitó a las Partes que presentaran, a más tardar, el 29 de mayo de 2017, una estimación elaborada en forma conjunta, sustentada por sus peritos respectivos, de la producción real de los Proyectos (julio de 2007 al 31 de diciembre de 2016), acompañada de una estimación de los costos asociados. El Tribunal observó también en su carta de fecha 27 de abril que las audiencias celebradas en los meses de febrero y marzo de 2017 habían demostrado claramente que los peritos habían formulado diversos supuestos y afirmaciones que eran erróneos, que no se remitían a las pruebas obrantes en el expediente, o simplemente que no estaban sustentados por pruebas suficientes. Por lo tanto, mediante estas dos cartas, el Tribunal solicitó a las Partes que continuaran procurando que sus peritos trabajen en forma conjunta en aras de lograr resultados sobre la base de una cooperación constructiva. En su carta de fecha 27 de abril, el Tribunal solicitó también a las Partes que, a más tardar, el 19 de mayo de 2017, le proporcionaran otro informe de experto elaborado por sus peritos respectivos sobre el riesgo país asociado específicamente a cada Proyecto. La fecha límite fijada para el 19 de mayo de 2017 se prorrogó al 26 de mayo (carta de fecha 18 de mayo de 2017) y ulteriormente al 2 de junio de 2017 (carta de fecha 25 de mayo de 2017).

57. El 19 de mayo de 2017, tanto las Demandantes como la Demandada presentaron sus Escritos Post-Audiencia tras las audiencias de febrero y marzo. Los peritos proporcionaron los informes adicionales que se les había solicitado en esa misma fecha.

58. El 2 de junio de 2017, las Partes presentaron dos conjuntos de documentos que contenían lo siguiente: (1) una Evaluación de la Producción para los tres Proyectos presentada por la Demandada, con comentarios de la Demandada y de las Demandantes; y (2) los Gastos de Capital (CAPEX) y Gastos Operativos (OPEX) *Ex Post* Estimados de la Demandada para cada Proyecto, también con comentarios de la Demandada y de las Demandantes (en adelante, “Estimaciones de Costos”).

---

<sup>10</sup> Cf. TR-S, Audiencia de marzo de 2017, Día 14, págs. 2565:21-2602:16.

59. Mediante cartas de fechas 8 y 14 de junio de 2017, el Tribunal presentó a las Partes una lista de preguntas. Las respuestas de las Partes se recibieron el 10 de julio de 2017, seguidas de comentarios de refutación de cada parte el 31 de julio de 2017. El 11 de septiembre de 2017, a petición del Tribunal, la Demandada presentó una traducción al idioma inglés de los Anexos 8 a 10 presentados con relación al Apéndice 76 de la Declaración Testimonial del Sr. Figuera. Posteriormente, el 13 de septiembre de 2017, el Tribunal invitó a las Partes a elaborar respuestas a una serie de preguntas complementarias que se presentarían durante la próxima audiencia.

60. El Tribunal celebró su audiencia final en Washington, D.C. los días 19 a 21 de septiembre de 2017. Esta audiencia se concentró en el análisis de las respuestas de las Partes a las preguntas del Tribunal y de la presentación de aclaraciones adicionales. El último día, las Partes formularon sus alegatos de cierre. Las siguientes personas participaron de esta audiencia:

#### Miembros del Tribunal

Dr. Eduardo Zuleta, Presidente  
El Honorable L. Yves Fortier, QC, Coárbitro  
Profesor Andreas Bucher, Coárbitro

#### Secretariado del CIADI

Sr. Gonzalo Flores, Secretario del Tribunal  
Sr. Francisco Grob, Secretario del Tribunal

#### En representación de las Demandantes

Sr. Jan Paulsson, Three Crowns LLP  
Sr. Constantine Partasides, QC, Three Crowns LLP  
Sr. Josh Simmons, Three Crowns LLP  
Sr. Luke Sobota, Three Crowns LLP  
Sr. Hugh Carlson, Three Crowns LLP  
Sr. D. Brian King, Freshfields Bruckhaus Deringer US LLP  
Sr. Elliot Friedman, Freshfields Bruckhaus Deringer US LLP  
Sr. Sam Prevatt, Freshfields Bruckhaus Deringer US LLP  
Sr. Lee Rovinescu, Freshfields Bruckhaus Deringer US LLP  
Sra. Madeline Snider, Freshfields Bruckhaus Deringer US LLP  
Sr. Cameron Russell, Freshfields Bruckhaus Deringer US LLP  
Sr. Israel Guerrero, Freshfields Bruckhaus Deringer US LLP  
Sra. Breanna Weber, Freshfields Bruckhaus Deringer US LLP  
Sra. Cassia Cheung, Freshfields Bruckhaus Deringer US LLP  
Sr. Iain McGrath, Freshfields Bruckhaus Deringer US LLP

Sra. Jannet Carrig, ConocoPhillips  
Sra. Laura Robertson, ConocoPhillips

Sra. Suzana Blades, ConocoPhillips  
Sr. Alberto Ravell, ConocoPhillips

En representación de la Demandada

Sr. George Kahale, III, Curtis, Mallet-Prevost, Colt & Mosle LLP  
Sr. Benard V. Preziosi, Curtis, Mallet-Prevost, Colt & Mosle LLP  
Sra. Arianna Sánchez, Curtis, Mallet-Prevost, Colt & Mosle LLP  
Sr. Simon Batifort, Curtis, Mallet-Prevost, Colt & Mosle LLP  
Sra. Irene Petrelli, Curtis, Mallet-Prevost, Colt & Mosle LLP  
Sra. Matilde Flores, Curtis, Mallet-Prevost, Colt & Mosle LLP  
Sr. Farshad Zahedinia, Curtis, Mallet-Prevost, Colt & Mosle LLP  
Sra. Sofia Herrera, Curtis, Mallet-Prevost, Colt & Mosle LLP  
Sr. Steven Richardson, Curtis, Mallet-Prevost, Colt & Mosle LLP  
Sra. Gloria Diaz-Bujan, Curtis, Mallet-Prevost, Colt & Mosle LLP  
Sr. Joseph Giberti, Curtis, Mallet-Prevost, Colt & Mosle LLP

Dr. Reinaldo Muñoz, Procurador General, República Bolivariana de Venezuela  
Dr. Bernard Mommer, República Bolivariana de Venezuela  
Sra. Irama Mommer, República Bolivariana de Venezuela  
Dr. Alvaro Silva Calderon, República Bolivariana de Venezuela  
Dr. Joaquín Parra, República Bolivariana de Venezuela  
Dr. José Gabriel Oroño, República Bolivariana de Venezuela  
Dr. Alejandro Schmilinsky, República Bolivariana de Venezuela  
Dra. Marianna Zerpa, República Bolivariana de Venezuela

61. El 19 de septiembre de 2017, en respuesta a una solicitud que efectuara el Tribunal, la Demandada presentó dos listas, una para el Proyecto Petrozuata y la otra para el Proyecto Hamaca, que contenían información acerca de las ventas reales de CCO desde el año 2009 hasta el año 2015, incluidas las cantidades relevantes de barriles vendidos, y también los precios correspondientes en USD conforme a su facturación real.

62. En el curso del debate que tuvo lugar ante el Tribunal, las Partes elaboraron en forma conjunta listas de precios de CCO por año con relación a los Proyectos Petrozuata y Hamaca, que indicaban una serie de cifras compartidas y una serie de otros precios donde las posiciones respectivas diferían. La información proporcionada se utiliza en la Sección VIII *infra* en materia de Precios.

63. En el transcurso del presente procedimiento, las Partes han efectuado un sinnúmero de presentaciones y han presentado una gran cantidad de anexos documentales. El Tribunal no enumera la totalidad de estas presentaciones, algunas veces efectuadas en formato de carta. Recuerda los memoriales y escritos principales que recibió, complementados, cuando correspondiere, por su título breve.

### Las Demandantes

Memorial de las Demandantes, 15 de septiembre de 2008 – Memorial de las Demandantes  
Réplica de las Demandantes, 2 de noviembre de 2009 – Réplica de las Demandantes  
Memorial sobre la Cuantía de las Demandantes, 19 de mayo de 2014 – Memorial sobre la Cuantía de las Demandantes  
Réplica sobre la Cuantía de las Demandantes, 13 de octubre de 2014 – Réplica sobre la Cuantía de las Demandantes  
Escrito Post-Audiencia de las Demandantes, 19 de septiembre de 2016  
– Escrito Post-Audiencia de 2016 de las Demandantes  
Escrito Final sobre la Cuantía de las Demandantes, 30 de diciembre de 2016  
– Escrito Final sobre la Cuantía de las Demandantes  
Escrito Post-Audiencia de las Demandantes, 19 de mayo de 2017  
– Escrito Post-Audiencia de 2017 de las Demandantes  
Respuestas Iniciales de las Demandantes a las Preguntas del Tribunal, 10 de julio de 2017  
– Respuestas de las Demandantes de fecha 10 de julio de 2017  
Comentarios Suplementarios de las Demandantes sobre las Preguntas del Tribunal, 31 de julio de 2017  
– Comentarios de las Demandantes de fecha 31 de julio de 2017

### La Demandada

Memorial de Contestación de la República Bolivariana de Venezuela, 27 de julio de 2009  
– Memorial de Contestación de Venezuela  
Dúplica de la República Bolivariana de Venezuela, 1 de febrero de 2010  
– Dúplica de Venezuela  
Memorial de la Demandada de Contestación sobre la Cuantía, 18 de agosto de 2014  
– Memorial de la Demandada de Contestación sobre la Cuantía  
Dúplica de la Demandada sobre la Cuantía, 7 de enero de 2015 – Dúplica de la Demandada sobre la Cuantía  
Escrito Post-Audiencia de la Demandada, 19 de septiembre de 2016  
– Escrito Post-Audiencia de 2016 de la Demandada  
Escrito de la Demandada sobre la Cuantía de Conformidad con la Resolución Procesal No. 4, 30 de diciembre de 2016  
– Escrito Final de la Demandada sobre la Cuantía  
Escrito Post-Audiencia de la Demandada, 19 de mayo de 2017  
– Escrito Post-Audiencia de 2017 de la Demandada  
Respuestas y Observaciones de la Demandada a las Preguntas Formuladas por el Tribunal en sus Cartas de Fechas 8 y 14 de junio de 2017, 10 de julio de 2017  
– Respuestas de la Demandada de fecha 10 de julio de 2017

Réplica de la Demandada a las Respuestas de las Demandantes a las Preguntas del Tribunal, 31 de julio de 2017

– Réplica de la Demandada de fecha 31 de julio de 2017

64. El Tribunal ha recibido una gran cantidad de declaraciones testimoniales, muchas de ellas elaboradas por el Sr. Albert Roy Lyons, presentado por las Demandantes, y por el Sr. Rubén Figuera, presentado por la Demandada. Estas declaraciones pueden detallarse de la siguiente manera:

Sr. Lyons

Declaración Testimonial – 10 de septiembre de 2008

Segunda Declaración Testimonial – 30 de octubre de 2009

[3.ª] Declaración Testimonial de Refutación – 14 de abril de 2010

Cuarta Declaración Testimonial – 16 de mayo de 2014

Quinta Declaración Testimonial – 13 de octubre de 2014

Sr. Figuera

Testimonio Directo – 20 de julio de 2009

Testimonio Directo Suplementario – 26 de enero de 2010

Segundo Testimonio Directo Suplementario – 17 de mayo de 2010

Tercer Testimonio Directo Suplementario – 15 de agosto de 2014

Cuarto Testimonio Directo Suplementario – 7 de enero de 2015

(A los fines del presente Laudo, no se utilizará el término “Directo”).

Se mencionarán todas las demás declaraciones testimoniales cuando correspondiere.

65. Con respecto a los aportes del Sr. Lyons y del Sr. Figuera, que son de particular relevancia para la fase de cuantificación de daños, el Tribunal observa en primer lugar que sus opiniones no en todos los casos reflejan su conocimiento personal directo relativo al desarrollo y a la operación de los Proyectos, dado que ejercieron responsabilidades solo durante una parte del período en el que tuvieron lugar los hechos relevantes para la cuestión que debe analizar el Tribunal.

66. El Tribunal ha recibido también una gran cantidad de informes elaborados por los respectivos peritos de las Partes.

67. Algunos de estos informes se concentraron en temas relacionados con la producción (*upstream*, *on-stream* y *downstream*) y en una serie de elementos técnicos. La pericia principal en esta categoría fue de autoría del Sr. Jesús Rafael Patiño Murillo, presentado por la Demandada; los informes presentados por este perito son los siguientes:

Informe de Experto – 18 de agosto de 2014  
Segundo Informe de Experto – 7 de enero de 2015  
Informe de Experto Consolidado – 17 de octubre de 2016

Los informes proporcionados por el Sr. Patiño han sido analizados y abordados por dos de los peritos de las Demandantes. El Dr. Richard F. Strickland presentó tres informes:

Informe de Experto – 13 de octubre de 2014  
Segundo Informe de Experto – 21 de abril de 2016  
Informe de Experto Consolidado – 17 de octubre de 2016

El Sr. Neil K. Earnest (Muse, Stancil & Co.) proporcionó los siguientes informes:

Evaluación Técnica del Rendimiento del Mejorador Hamaca y Petrozuata – 13 de octubre de 2014  
Informe de Experto Consolidado – 17 de octubre de 2016

68. Una segunda categoría de informes periciales se relaciona con el cálculo de la producción de petróleo y de los daños objeto de la controversia, ambos temas cubiertos por el término “valuación”.

En representación de las Demandantes, el Dr. Manuel A. Abdala y el Profesor Pablo T. Spiller, Directores de la antes denominada LECG, LLC, en la actualidad Compass Lexecon, han presentado una serie de informes que se enumeran a continuación:

Informe Preliminar sobre Valuación de las Inversiones de ConocoPhillips en Venezuela, 12 de septiembre de 2008  
Segundo Informe sobre Valuación de las Inversiones de ConocoPhillips en Venezuela, 2 de noviembre de 2009  
Informe de Refutación a los Segundos Informes de los Peritos de la Demandada, 15 de abril de 2010<sup>11</sup>  
Evaluación de Daños y Perjuicios por las Expropiaciones de las Inversiones de ConocoPhillips en Venezuela, 19 de mayo de 2014  
Evaluación de Daños y Perjuicios por las Expropiaciones de las Inversiones de ConocoPhillips en Venezuela, Informe Suplementario, 13 de octubre de 2014  
Actualización de marzo de 2016, 18 de marzo de 2016  
Informe de Refutación, 21 de abril de 2016  
Informe de Actualización Consolidado, 17 de noviembre de 2016

---

<sup>11</sup> Los tres primeros de estos informes tuvieron también como autor al Sr. José Alberro.

Informe sobre el Riesgo País Específico para el Proyecto Aplicable a las Inversiones de las Demandantes en Venezuela, 19 de mayo de 2017

En representación de la Demandada, el Sr. Vladimir Brailovsky y el Dr. Daniel Flores presentaron una cantidad igualmente importante de informes que se enumeran a continuación:

Informe de Experto sobre la Tasa de Descuento que se Aplicará a los Flujos de Efectivo Proyectados, 24 de julio de 2009

Segundo Informe de Experto sobre la Tasa de Descuento que se Aplicará a los Flujos de Efectivo Proyectados, 1 de febrero de 2010

Réplica a la Refutación de LECG sobre el Segundo Informe de Tasa de Descuento, 17 de mayo de 2010<sup>12</sup>

Informe de Experto sobre Valuación, 18 de agosto de 2014

Informe de Experto sobre los Fundamentos Técnicos e Históricos de las Estipulaciones de Compensación, 18 de agosto de 2014

Segundo Informe de Experto sobre Valuación, 7 de enero de 2015

Actualización de la Valuación, 18 de marzo de 2016

Réplica de la Actualización de la Valuación, 21 de abril de 2016

Informe de Experto Consolidado sobre Valuación, 17 de noviembre de 2016

Informe de Experto Adicional sobre Riesgo País en la Tasa de Descuento, 19 de mayo de 2017

Todos los demás informes presentados ante el Tribunal serán mencionados cuando correspondiere.

69. De acuerdo con lo solicitado, el 16 de abril de 2018, las Partes efectuaron sus presentaciones sobre Costos, a las que le siguió la refutación de las Demandantes de fecha 3 de mayo de 2018 y dos cartas en respuesta de la Demandada, de fechas 18 de abril y 3 de mayo de 2018. Las Demandantes actualizaron su presentación mediante carta de fecha 17 de septiembre de 2018.

70. El Tribunal declaró cerrado el procedimiento el 8 de febrero de 2019.

## **V. El Derecho Aplicable que Rige el Recurso**

71. El remedio natural para la compensación de los Daños sufridos por las Demandantes como consecuencia de la expropiación de los tres Proyectos ha de hallarse en el TBI o en el derecho aplicable al que hace referencia este Tratado. Por lo tanto, el Artículo 9 del TBI es la primera fuente de derecho que debe considerarse (A). Con relación a los Proyectos Petrozuata y Hamaca, se ha hecho mucho hincapié, desde el comienzo del presente procedimiento, en la supuesta relevancia

---

<sup>12</sup> Estos tres primeros informes han sido elaborados por el Sr. Brailovsky y el Profesor Louis T. Wells.

de las Disposiciones de Compensación contenidas en los Convenios de Asociación respectivos. Es necesario aclarar el posible impacto de estas disposiciones como recursos para la expropiación de los Proyectos (B). Por último, el Tribunal deberá determinar si el estándar de compensación se encuentra previsto en el TBI, y en el apartado (c) del Artículo 6 en particular, o si debiera aplicarse el derecho internacional general o consuetudinario (C).

A. Artículo 9 del TBI

72. Al comienzo de este análisis, deben examinarse con mayor detenimiento dos disposiciones del Artículo 9 del TBI. La primera es el inciso 3 sobre el posible alcance *ratione materiae* de un laudo del Tribunal sobre el fondo. Esta disposición reza lo siguiente:

3. El laudo arbitral se limitará a determinar si existe un incumplimiento por la Parte Contratante de sus obligaciones bajo el presente Convenio si tal incumplimiento de obligaciones ha causado daños al nacional interesado y, en tal caso, el monto de la compensación.

73. La segunda es la última parte del Artículo 9, a saber, el inciso 5:

5. El laudo arbitral estará basado en:

- las leyes de la Parte Contratante respectiva;
- las disposiciones del presente Convenio o demás Convenios pertinentes entre las Partes Contratantes;
- las disposiciones de convenios especiales relacionados con la inversión;
- los principios generales del derecho internacional;
- las normas jurídicas que pudieren ser convenidas por las partes de la controversia.

1. *La Posición de las Demandantes*

74. Las Demandantes afirman que, en virtud del Artículo 9(5) del TBI, solo el derecho internacional consuetudinario rige las consecuencias de la expropiación ilegal de Venezuela, el cual exige una reparación íntegra. Por otra parte, Venezuela sostiene que cualquier laudo dictado en el presente caso debe tener en cuenta las leyes venezolanas, con inclusión de los términos y condiciones de los convenios especiales relacionados con los Proyectos y sus disposiciones en materia de compensación. Venezuela alega esto sobre la base del Artículo 9(5) del TBI. Venezuela afirma que las Demandantes “simplemente ignoraron” el derecho venezolano.

75. Las Demandantes explican que el Artículo 9(5) no hace más que confirmar que el Tribunal debe considerar diferentes conjuntos de normas para diferentes conjuntos de asuntos en disputa. Esta disposición no constituye una cláusula expresa de elección del derecho aplicable; no puede interpretarse que su referencia al derecho interno exija su aplicación al momento de determinar toda cuestión que se plantee ante el Tribunal.

76. Por consiguiente, la invocación por parte de Venezuela de “las leyes de la Parte Contratante respectiva” es inapropiada, en tanto la cuestión que ha de determinarse en esta fase de cuantificación de daños debe dirimirse únicamente de conformidad con el derecho internacional. La responsabilidad del Estado conlleva una obligación secundaria de reparación íntegra. Este principio ha sido consagrado en el Artículo 32 de los Artículos de la CDI.

77. Las autoridades a las que hace referencia Venezuela en su Memorial de Contestación sobre la Cuantía no tienen lugar en el caso que nos ocupa. La única cuestión relevante consiste en determinar si se puede permitir a Venezuela que invoque su propio derecho interno a efectos de mitigar su responsabilidad en virtud del derecho internacional. En síntesis, las autoridades citadas por Venezuela contradicen su alegación de que las consecuencias que siguieron a la violación del Tratado por parte de Venezuela debieran determinarse por referencia a instrumentos de derecho interno, tales como las Autorizaciones del Congreso.

78. El tribunal del caso *Mobil* no tuvo dificultad alguna en rechazar el mismo argumento sobre la base de la misma disposición del Tratado<sup>13</sup>. Determinó que una parte no puede invocar las disposiciones de su derecho interno como justificación al incumplimiento de un tratado. Las obligaciones internacionales no pueden ignorarse con base en el derecho interno. El Tribunal del caso *Mobil* no tuvo dudas de que el Laudo debía regirse por el derecho internacional. En consecuencia, las Condiciones Decimoctava y Vigésima no podían eximir ni excusar el cumplimiento de las obligaciones contraídas por la Demandada en virtud del Tratado y el derecho internacional consuetudinario. Teniendo en cuenta esto, el Tribunal del caso *Mobil* consideró los efectos de las Condiciones Decimoctava y Vigésima del Marco de Condiciones de Cerro Negro en la sección correspondiente a la cuantificación de daños.

79. Además, los Convenios de Asociación ni siquiera se encuentran comprendidos en los términos del Artículo 9(5). Para que un contrato en el marco del derecho interno afecte eventualmente los derechos de inversionistas en el marco del derecho internacional, es evidente que el contrato debe haberse celebrado entre esos mismos inversionistas y el mismo Estado demandado. Resulta lógico que los contratos en los cuales el Tribunal puede “fundar” su laudo en virtud del Artículo 9(5) deban ser también entre el Estado y el inversionista. En síntesis, el derecho internacional consuetudinario rige la cuantificación de daños en el presente caso, y la invocación que realiza Venezuela del Artículo 9(5) del Tratado no modifica ese hecho.

---

<sup>13</sup> *Venezuela Holdings, B.V., Mobil Cerro Negro Holdings, Ltd. y otros c. La República Bolivariana de Venezuela*, Caso CIADI No. ARB/07/27, Laudo de fecha 9 de octubre de 2014 (CL-348). Sobre este punto, las Demandantes hacen referencia a los párrs. 224 y 225 del Laudo (Réplica de las Demandantes sobre la Cuantía, párr. 39). Estos párrafos, entre otros, han sido anulados por la Decisión sobre Anulación, de fecha 9 de marzo de 2017, párr. 196(3) (R-658).

## 2. *La Posición de la Demandada*

80. La Demandada sostiene que deben tenerse en cuenta y aplicarse las Autorizaciones del Congreso y los Convenios de Asociación a fin de determinar la cuantificación de daños en virtud del Artículo 9(5) del TBI, el cual hace referencia a las leyes de la Parte Contratante respectiva y a las disposiciones de convenios especiales relacionados con la inversión.

81. Las Demandantes alegan que, dado que el tema es la reparación íntegra, el único derecho relevante es el derecho internacional. Este argumento no es más que una invitación a que el Tribunal ignore las disposiciones en materia de derecho aplicable del Tratado. Las Demandantes parecen tener la impresión equivocada de que el derecho internacional puede aplicarse en abstracto sin tener en cuenta el derecho nacional. El Tratado exige la compensación basada en el valor justo de mercado, pero el valor justo de mercado no es un concepto separado de los derechos subyacentes que se valoran, que no pueden separarse de cualquier limitación que se les pudiera afectar. El concepto de reparación no es independiente de los términos y condiciones aplicables a las inversiones específicas en cuestión.

82. La Demandada observa también que el Artículo 9(3) del TBI impide que este Tribunal adjudique una indemnización de daños más allá de aquellos ocasionados por un incumplimiento del TBI. En el caso de que no se haya pagado la compensación exigida, la única indemnización de daños es el monto de compensación adeudado a la fecha de expropiación, más intereses.

83. En otras palabras, poner en vigor las disposiciones en materia de derecho aplicable del Artículo 9(5) del Tratado holandés y aplicar los mecanismos de compensación no solo es un requisito del propio Tratado holandés, sino que es coherente con el análisis del derecho internacional que las Demandantes pretenden que este Tribunal realice de conformidad con lo dispuesto en la decisión de *Chorzów*, y es parte integrante de este análisis. Es dable observar que se reconoce de manera universal que la naturaleza y el alcance de los derechos de propiedad son definidos por el derecho local, y no por el derecho internacional. La cuestión en el caso que nos ocupa no consiste en determinar si las consecuencias de un hecho internacionalmente ilícito debieran decidirse mediante el derecho internacional o nacional. Se trata del alcance de los derechos que las Demandantes detentaban. Eso se determina mediante el derecho nacional, en este caso comenzando por las Autorizaciones del Congreso. Las Demandantes no pueden eludir los términos y condiciones en virtud de los cuales se les permitió invertir en Venezuela. Estos deben aplicarse y determinan la base de compensación.

84. Las Demandantes invocan asimismo el reconocido principio según el cual un Estado no puede hacer uso de su derecho interno para eximir su responsabilidad internacional. Este es uno de los principios que invocan las Demandantes que no guarda relación alguna con los hechos del caso. Este no es un caso en el que la Demandada invoca legislación promulgada posteriormente como

defensa frente a una reclamación en el marco del derecho internacional. Por el contrario, la Demandada invoca los términos y condiciones establecidos al comienzo de los Proyectos de mejoramiento de conformidad con las Autorizaciones del Congreso, que establecían los términos y condiciones en virtud de los cuales las Demandantes tendrían derecho a invertir en Venezuela. La cuestión puede plantearse de la siguiente manera: si los términos y condiciones de una inversión establecen que el Estado tendría derecho a capturar, por ejemplo, ganancias inesperadas mediante tributación, ¿puede aplicarse el principio según el cual un Estado no puede hacer uso de su derecho interno para eximirse de una responsabilidad internacional para evitar que el Estado ejerza ese derecho cuando se materialicen ulteriormente las ganancias inesperadas? La respuesta debe ser “no”. Sin embargo, eso es lo que intentan hacer las Demandantes. No han podido refutar ninguna parte del extenso acervo probatorio que establece la facultad del Estado, en calidad de propietario de los recursos, de obtener el beneficio de las ganancias excepcionales.

### 3. *Las Conclusiones del Tribunal*

85. El Tribunal observa que la redacción y la lista expuestas en el inciso 5 del Artículo 9 del TBI no establecen orden de prioridad alguno entre las cinco fuentes de derecho que se mencionan. La disposición contiene una enumeración, sin jerarquía alguna. Cuando se la considera como norma en materia de derecho aplicable, o sobre conflictos de leyes, la norma tiene sus propias limitaciones: determina las posibles fuentes de derecho aplicables, aunque no determina cuál es aplicable en un contexto particular que sea relevante para el dictado del laudo.

86. Uno de los efectos de esta característica del Artículo 9(5) del TBI es que el posible ámbito de aplicación de una u otra de las fuentes de derecho enumeradas, por sí o en comparación con las demás, debe determinarse por referencia al ámbito de aplicación de cada una de estas fuentes. El Artículo 9(5) no brinda una respuesta a esta pregunta.

87. El Artículo 42(1) del Convenio CIADI se encuentra en consonancia con esta interpretación. De conformidad con esta disposición, el Tribunal decidirá la diferencia “de acuerdo con las normas de derecho acordadas por las partes”. El Artículo 9(5) del TBI constituye este acuerdo. El TBI se encuentra también en consonancia con la segunda parte del Artículo 42(1) del Convenio CIADI, que establece que, a falta de acuerdo en la elección de las normas de derecho aplicables, el Tribunal aplicará la legislación del Estado que sea parte en la diferencia “y aquellas normas de derecho internacional que pudieren ser aplicables”. El Convenio CIADI no dispone restricción alguna en lo que respecta a estas “normas de derecho internacional aplicables”; estas incluyen necesariamente todas aquellas normas que, según su ámbito de aplicación autónomo, cubran la cuestión jurídica que surge en un caso particular.

88. Un factor importante de jerarquía es el principio según el cual el derecho internacional debe prevalecer sobre el derecho nacional y un Estado no puede invocar su derecho interno para eximirse

de una obligación en el marco del derecho internacional. Por cuestión de principios, las Partes no controvierten que este principio resulte del propio derecho internacional, y no del Artículo 9(5) del TBI, ni tampoco existe controversia alguna en este sentido.

89. Este principio de prelación del derecho internacional sobre el derecho nacional tiene sus propias limitaciones. El derecho internacional no prevalece sobre el derecho nacional en una cuestión que no se rige por el derecho internacional, en cuyo caso se puede aplicar el derecho nacional, de conformidad con el Artículo 9(5) del TBI. El asunto sumamente debatido de la relevancia de las Disposiciones de Compensación contenidas en los Convenios de Asociación Petrozuata y Hamaca hace al *quid* de esta cuestión. ¿Pueden estas disposiciones regir los efectos de una expropiación de los activos de titularidad de los participantes en los Proyectos? ¿O estas disposiciones son relevantes para la determinación de los activos sujetos a dicha expropiación cuando se los considera en el marco del Artículo 6 del TBI? Estas preguntas, junto con otras, se analizarán en mayor detalle *infra*.

90. El Tribunal observa asimismo que el Artículo 9(3) del TBI no sustenta la interpretación de la Demandada de que no puede adjudicarse una indemnización de daños más allá de aquella prevista en el Tratado. Esta disposición establece que el laudo del Tribunal no determinará un incumplimiento más allá de las “obligaciones bajo el presente Convenio”. De este modo, aunque el rango de obligaciones que deben tenerse en cuenta se ve limitado por el contenido del TBI, esta limitación no se aplica a los términos “daños” y “monto de la compensación” contenidos en esa misma disposición.

91. El Tribunal advierte también que el TBI ha de interpretarse a la luz de las normas establecidas en la Convención de Viena sobre el Derecho de los Tratados del 23 de mayo de 1969. El Artículo 31 § 3(c) de este Tratado indica que ha de tenerse en cuenta “toda forma pertinente de derecho internacional aplicable en las relaciones entre las partes”. Ciertamente, el Tribunal debe ser consciente del objeto especial del TBI como Tratado destinado a estimular las inversiones extranjeras, pero no puede aplicar el TBI en un vacío, sin tener en cuenta las normas relevantes del derecho internacional. El Artículo 9(5) del TBI debe interpretarse en consonancia con dichas normas.

## B. Las Disposiciones de Compensación de los Convenios de Asociación

92. Plasmado en términos muy resumidos, el debate entre las Partes se centra en determinar si los Convenios de Asociación, relacionados, respectivamente, con los Proyectos Petrozuata (C-21) y Hamaca (C-22) se basan en el principio tácito, aunque fundamental, de que debe preservarse la facultad del Estado receptor de capturar ganancias extraordinarias y si, en este sentido, los inversionistas no gozan de garantía alguna de que sus ingresos nunca se verían afectados. La notable diferencia con contratos del Estado más antiguos en materia de extracción de petróleo es que estos Convenios no contienen la llamada cláusula de “estabilización” en virtud de la cual el Estado acepta no interferir en las características jurídicas y económicas del contrato.

93. Las disposiciones de compensación contenidas en cada uno de los Convenios de Asociación representan un sustituto de la plena preservación de los derechos y políticas del Estado receptor<sup>14</sup>. En resumen, estas disposiciones prevén que, en caso de que el Estado adopte una “Acción Discriminatoria” (“AD”) que ocasione una pérdida significativa a los inversionistas extranjeros, se debe proporcionar una compensación. Sin embargo, esta compensación no es adeudada por el Estado, sino por PDVSA o su subsidiaria pertinente, una compañía bajo el control del Estado. El monto de la compensación se calcula sobre la base de una fórmula compleja, que, en virtud de los precios del petróleo vigentes, resultaba en una suma de aproximadamente USD 25 o USD 27 por barril, respectivamente. El pago debía realizarse conforme a los términos regulares de distribución de dividendos a los accionistas. El Convenio de Asociación Hamaca contiene un nivel adicional al prever una opción de “compra” en caso de que las partes no lleguen a un acuerdo sobre si una acción discriminatoria ha ocurrido o de que las partes no lleguen a un acuerdo sobre las modificaciones que deben acordarse (Art. 14.4). Desde el comienzo mismo del presente procedimiento, las Partes han estado profundamente divididas en su respectiva interpretación del contenido y de los efectos de estas disposiciones de compensación (también denominadas “Disposiciones de Acción Discriminatoria” o “Disposiciones de AD”) en el presente caso, y esto, en particular, con respecto a su aplicación a las consecuencias de una expropiación regida por el TBI.

### *1. La Posición de las Demandantes*

94. Las Demandantes objetan la principal línea de argumentación de Venezuela según la cual las disposiciones de Acción Discriminatoria contenidas en los Convenios de Asociación de Petrozuata y Hamaca limitan de algún modo la compensación que resulta de la responsabilidad de Venezuela en virtud del derecho internacional por su expropiación de estos Proyectos, aunque Venezuela no fuera parte de estos Convenios.

---

<sup>14</sup> Artículos 9.07 para Petrozuata (C-21, R-22) y 14 para Hamaca (C-22, R-26).

95. Las Demandantes afirman que el derecho interno es irrelevante para el estándar de compensación por una violación en el marco del derecho internacional. El Artículo 9(5) del TBI no dispone lo contrario; simplemente establece las distintas fuentes de derecho que un tribunal podría aplicar a las distintas cuestiones. Las cuestiones de responsabilidad del Estado en este caso atraen a las normas del derecho internacional. Los Convenios de Asociación no afectan las obligaciones de Venezuela en virtud del derecho internacional. No hay nada en estos contratos que dé cuenta de un “tope” sobre el valor de los Proyectos. Por el contrario, las disposiciones de AD actúan como una forma adicional de protección que servía para aumentar el valor de las Asociaciones.

96. Las Demandantes son inversionistas y, por lo tanto, tienen derecho a gozar de las protecciones sustantivas del Tratado. En consecuencia, las reclamaciones de las Demandantes deben evaluarse y valorarse en virtud del Tratado y del derecho internacional. Todo eventual reclamo de naturaleza contractual es separado y diferente de las reclamaciones en virtud del Tratado. No puede reducir la cuantificación de daños en virtud del derecho internacional. En el presente caso, Venezuela no era parte de los Convenios. *A fortiori*, estos Convenios no pueden eliminar ni limitar la responsabilidad del Estado venezolano en virtud del derecho internacional.

97. Las Autorizaciones del Congreso confirman la irrelevancia de las disposiciones de acción discriminatoria. Estas Autorizaciones disponen que los Convenios no restringirán los derechos soberanos de Venezuela. Uno de estos derechos era el derecho a otorgar protecciones vinculantes a los inversionistas extranjeros mediante un Tratado o mediante legislación (en este caso, la legislación en materia de inversiones).

98. Las Demandantes explican que las disposiciones de AD incluyen tres premisas básicas: (a) Primera, cuando ocurre una AD, las Demandantes deben, en la medida de lo posible, impulsar recursos en contra del actor gubernamental responsable de la AD, con inclusión de acciones por daños pecuniarios contra el Estado. (b) Segunda, las subsidiarias relevantes de PDVSA se encuentran contractualmente obligadas a indemnizar a las Demandantes por el daño resultante de la AD, limitándose la indemnización en determinados escenarios del precio del petróleo. (c) Tercera, a efectos de evitar el doble recupero, si las Demandantes obtienen el pago por parte del actor gubernamental relevante, deben proporcionar una compensación a las subsidiarias de PDVSA mediante el crédito o reembolso correspondiente.

99. Las disposiciones de AD muestran que son irrelevantes para la compensación adeudada por Venezuela en virtud del derecho internacional por la expropiación de las inversiones de las Demandantes. Se trata de indemnizaciones contractuales parciales que han de pagar las subsidiarias de PDVSA. No pretenden responder a las obligaciones de Venezuela por su propia conducta ilícita. No limitan las ganancias de ningún participante del Proyecto ni imponen límite alguno al valor justo de mercado de las participaciones de las Demandantes en el proyecto.

100. Venezuela ha evitado considerar los claros términos de las disposiciones de AD y, en cambio, se ha basado en el historial de negociaciones. El texto del contrato es la mejor prueba del acuerdo de las partes. Las disposiciones de AD reconocen taxativamente los derechos de las Demandantes y exigen que se impulsen aquellos recursos que se encuentren disponibles dadas las circunstancias. Aún si este Tribunal considerara el historial de negociaciones precontractuales, las disposiciones de AD no contienen un valor tope sobre la responsabilidad del Estado en virtud del derecho internacional.

101. Todos los testigos de las Demandantes citados a comparecer durante la audiencia de agosto de 2016 confirmaron su interpretación de la estructura de tres vertientes de las disposiciones de AD que se delinearán *supra*. Venezuela no ha presentado ni un solo testigo que haya participado en las negociaciones de los Convenios de Asociación. El único testigo que compareció en representación de Venezuela, Dr. Mommer, no cumplió función alguna en estas negociaciones.

102. Las Demandantes nunca han alegado que Venezuela careciera de la “potestad soberana” de expropiar. La cuestión consiste en determinar si las disposiciones de AD se pronuncian acerca de las obligaciones de Venezuela en virtud del derecho internacional en lo que se refiere a esa potestad. No lo hacen.

103. Además, las disposiciones de AD de los Convenios de Asociación prevén el arbitraje de la Cámara de Comercio Internacional. El Tribunal Arbitral de la CCI que entendía en la cuestión debía determinar cómo han de aplicarse las disposiciones de Acción Discriminatoria y si la expropiación ilícita de Venezuela se encuentra dentro del ámbito de esas cláusulas. Venezuela ha negado que cubran la expropiación u otras medidas impugnadas. Sin embargo, este Tribunal del CIADI goza de jurisdicción exclusiva sobre la violación del Tratado por parte de Venezuela.

104. Las disposiciones de AD agregan valor a las Asociaciones, ya que proporcionan un nivel adicional de protección, más allá de los recursos contra el Estado previstos expresamente en las disposiciones de AD. Venezuela alega que un comprador interesado en las participaciones de las Demandantes valoraría los flujos de caja futuros en virtud del supuesto de que el Estado se apropiaría de todos los flujos de caja que excedan los límites de indemnización impuestos en las disposiciones de AD. En consecuencia, afirma la Demandada, el valor justo de mercado de las participaciones de las Demandantes en el proyecto se encontraría limitado por las disposiciones de AD.

105. Aun en el supuesto de que las disposiciones de AD pusieran de algún modo un tope al valor de las Asociaciones, la única forma en que podría imponerse ese tope sería si se considerara que las Demandantes han renunciado a sus derechos a una reparación íntegra en virtud del derecho internacional. El hecho es que las Demandantes detentan importantes derechos en el marco del derecho internacional frente al Estado, a los que no han renunciado, y que no han sido modificados ni limitados en absoluto por los Convenios de Asociación, de los que el Estado ni siquiera es parte.

Esas disposiciones no pretendieron eximir al Estado de su propia responsabilidad jurídica ni dispensar las restricciones del derecho internacional aplicables a la facultad del Estado de expropiar una inversión.

106. Las Demandantes observan también que Venezuela malinterpreta el historial de negociaciones de los Convenios de Asociación Petrozuata y Hamaca. En primer lugar, las condiciones incluidas en las Autorizaciones del Congreso no exigían una renuncia a los recursos contra el Estado en virtud del derecho internacional. Cada Autorización establecía solamente un marco general no taxativo para los temas que se abordarían en cada Convenio de Asociación. En segundo lugar, las partes de ConocoPhillips no negociaban con el Estado y, por lo tanto, no consentían en ninguna de las limitaciones a la eventual responsabilidad del Estado. Su acceso se limitaba a los representantes de Maraven y Corpoven. En consecuencia, esos debates solo pueden haberse relacionado con derechos y obligaciones entre las partes del contrato. En tercer lugar, la afirmación de Venezuela según la cual Conoco procuraba obtener compensación “por parte del Gobierno” mediante la Autorización Petrozuata, y no de la subsidiaria de PDVSA, Maraven, carece de sustento. La carta de respuesta del Sr. Griffith de fecha 17 de septiembre de 1992 (R-97) aludía a la compensación propuesta que adeudaría Maraven. En cuarto lugar, las disposiciones operativas de los Convenios de Asociación se circunscribían a los derechos y obligaciones recíprocos de las partes de esos Convenios. Se autorizó a PDVSA y a sus subsidiarias a acceder a asumir cierto grado de indemnidad. No podrían pretender ni pretendían aceptar la imposición de obligaciones al Estado; esa cuestión se encontraba fuera del ámbito de los Convenios y se regía por otras fuentes de obligaciones del Estado, incluido el derecho internacional. En quinto lugar, las partes agregaron disposiciones que no fueron impuestas por las Autorizaciones del Congreso, tales como el mecanismo de compensación de “escala móvil”. Las partes de ConocoPhillips pretendían las indemnidades más sólidas que pudieran obtener, en tanto que sus contrapartes procuraban limitarlas. Al final, los Convenios de Asociación disponían la indemnización parcial por parte de la filial contratante de PDVSA en el caso de acciones gubernamentales cuyo daño superara los umbrales especificados. En síntesis, los términos de los Convenios de Asociación no pretenden afectar ninguna obligación que el Estado tuviera, o pudiera asumir en el futuro, en virtud del derecho internacional ni en el derecho común o constitucional de Venezuela. Tampoco existe indicio alguno de que las disposiciones de Acción Discriminatoria sustituyeran la responsabilidad del Estado de otro modo aplicable. Ofrecían un nivel adicional de protección para los inversionistas.

107. Las Demandantes sostienen que las disposiciones de Acción Discriminatoria fueron concebidas para servir como pólizas de seguros limitadas, suscritas por las subsidiarias contratantes de PDVSA – y no como renuncia a los derechos de las Partes de ConocoPhillips en ese sentido. Los Convenios de Asociación prevén una indemnidad contractual contra la subsidiaria contratante de PDVSA por medidas adoptadas por el Estado. Esta indemnidad se encuentra subordinada a cualquier reparación que las Demandantes puedan obtener en cualquier otro fuero competente en contra del Estado. Venezuela no es parte del Convenio de Asociación. Las Autorizaciones del Congreso

lo confirman en forma expresa al hacer reserva de los poderes soberanos del Estado. Venezuela no puede arrogarse la calidad de tercero beneficiario. Se trata precisamente de cómo el Tribunal del CIADI en el caso *Mobil c. Venezuela* (CL-348) ha interpretado disposiciones similares. El Tribunal observó que el Convenio limita la compensación adeudada por PDVSA, limitación que se refleja en el monto que ha de adjudicar el tribunal de la CCI. Sin embargo, esta limitación no es aplicable a la responsabilidad del Estado en virtud del TBI.

108. Las Demandantes rechazan también la afirmación especulativa de Venezuela según la cual, de no haber existido la expropiación, el Gobierno “en toda probabilidad” habría gravado los Proyectos para capturar todas las ganancias que superaran los topes de precio contractuales. Este argumento es ilógico y carece de todo fundamento jurídico. No es más que una reformulación del argumento principal de Venezuela de que los Convenios de Asociación operan como renuncia a los derechos de las Demandantes contra el Estado en el marco del derecho internacional, al menos con respecto a ganancias que no sean “normales”.

109. El Tribunal ha resuelto en su Decisión de 2013 y en su Decisión Interlocutoria de 2017 que Venezuela violó el Tratado al expropiar las inversiones de las Demandantes. Se infiere necesariamente que se les debe adjudicar una reparación íntegra por sus pérdidas – que no es lo que prevén las disposiciones de Acción Discriminatoria. Aun si no fuera así, esas disposiciones no le otorgan derecho alguno a Venezuela ni limitan su responsabilidad por violaciones del Tratado.

110. Las Demandantes objetan también la aseveración de Venezuela según la cual, aun si el estándar de reparación íntegra fuera aplicable, el Tribunal debe tener en cuenta “los términos de la inversión”. Los únicos flujos de caja que las Demandantes podrían haber esperado ganar en ausencia de expropiación habrían sido los que se encontraban por debajo de los vagos umbrales de “ganancias inesperadas” o “excepcionales”. El argumento es circular. Solo si el argumento de Venezuela estuviese bien fundado – es decir, si los Convenios de Asociación le hubieran adjudicado al Estado todos los flujos de caja por encima de un nivel “excepcional” – se podría concluir que se podría privar de este derecho a las Demandantes a ese nivel. Si los Convenios de Asociación no dejan sin efecto el derecho de las Demandantes a la reparación íntegra en virtud del estándar del derecho internacional, tampoco pueden afectar el cálculo de la reparación íntegra.

111. Por último, aun en el supuesto de que las disposiciones de AD sirvieran de algún modo como tope a la responsabilidad de Venezuela en virtud del Tratado y del derecho internacional, esta limitación no podría funcionar en este caso, porque una parte que adopta una conducta dolosa no puede reclamar el beneficio de supuestas limitaciones contractuales en materia de responsabilidad. Por el contrario, en virtud del derecho venezolano, esta parte deberá pagar todos los daños directos e indirectos que surjan de su conducta. Por lo tanto, aun en el supuesto de que Venezuela se hubiera puesto en los zapatos de las partes de los Convenios de Asociación, continuaría siendo absolutamente responsable frente a las Demandantes.

112. No se puede permitir que Venezuela se beneficie de las limitaciones a la responsabilidad previstas en los Convenios de Asociación sin someterse también a las leyes que rigen dichas limitaciones. En cualquier caso, habiendo incumplido deliberadamente sus obligaciones internacionales, Venezuela no puede reclamar el beneficio de cualquier restricción de su responsabilidad en virtud del derecho internacional. Por todos estos motivos, las Demandantes tienen derecho a una reparación íntegra por las expropiaciones de conformidad con el derecho internacional. Los Convenios de Asociación y las disposiciones de AD no socavan ni limitan ese derecho evidente.

## 2. *La Posición de la Demandada*

113. El análisis de la Demandada comienza afirmando que la cuestión básica que ha de dirimir el presente Tribunal es si un Estado detenta el derecho de determinar los términos y condiciones conforme a los cuales aceptará inversiones en su territorio. La posición básica de la Demandada es que la inversión en los Proyectos Petrozuata y Hamaca incluía la reserva por parte del Estado de sus plenos poderes soberanos<sup>15</sup> para tomar medidas que afectaran los Proyectos y que la compensación por esos actos soberanos sería proporcionada por la empresa estatal socia en los Proyectos. La compensación por las acciones gubernamentales se realizaría en términos “equitativos” y sujeta a un tope de ganancias “excesivas” o “excepcionales” o “inesperadas” generadas por los altos precios del petróleo, que el Estado estaba legitimado para tomar para sí en su condición de “dueño del recurso”.

114. El Tribunal observa que tiene ante sí explicaciones sumamente extensas y reiteradas de parte de la Demandada. A los fines del presente Laudo, la presentación de la posición de la Demandada debe centrarse en aquellos hechos y argumentos que sean relevantes para la interpretación del Tribunal y su análisis de las cuestiones pertinentes que exigen una solución. A efectos de ser fiel a la presentación de la Demandada, el Tribunal mantiene la división basada en la evolución histórica de cada Proyecto, haciendo también referencia a los resúmenes contenidos en la Decisión de 2013.

---

<sup>15</sup> De conformidad con el Artículo 320 de la Constitución de la República Bolivariana de Venezuela (R-16) y del Artículo 5 de la Ley Orgánica que Reserva al Estado la Industria y el Comercio de los Hidrocarburos, de fecha 21 de agosto de 1975 (C-6, R-19).

## a. El Proyecto Petrozuata

115. La Demandada recuerda que la Condición Décima Sexta de la Autorización del Congreso (R-21/92) se refería al modo preciso en que el socio extranjero sería “compensado” haciendo reserva simultáneamente de los poderes soberanos del Estado. La utilización del vocablo “compensar” en la Autorización dice mucho. Eso es lo que está en el centro de este caso, “compensación”, y no “seguro”, tal como las Demandantes argumentan. Las Demandantes entendían perfectamente que no tenían ningún recurso internacional en contra del Estado (ningún TBI era aplicable en ese momento) y han admitido ese punto en varias ocasiones en el curso de este Arbitraje. Es por esta razón que, durante las negociaciones, presionaron a Maraven para obtener la mayor protección posible.

116. Las Demandantes se involucraron en el Proyecto Petrozuata en el entendimiento de que no tenían ningún recurso internacional en contra del Estado, y de que su único y exclusivo recurso por acción gubernamental adversa serían las disposiciones de compensación. No tendría ningún sentido que el Gobierno insistiera en una compensación limitada de parte de la compañía estatal, pero en una compensación total de parte del propio Estado.

117. La carta de fecha 17 de septiembre de 1992 del Sr. Griffith de Conoco (R-97) realizaba comentarios sobre el borrador de las condiciones que debían incluirse en la Autorización Petrozuata. La carta solicitaba disposiciones de compensación total, basada en el valor de mercado, una cláusula de estabilidad económica y precisiones sobre la manera en qué serían valorados y reembolsados los activos y derechos de Conoco, en caso de que ocurriera una nacionalización. En respuesta, solo se introdujo una modificación al borrador de la Cláusula Décima Sexta, esto es, la aclaración al final del texto en orden a que el Estado hacía reserva de su poder soberano<sup>16</sup>. El Testigo McKee declaró que Conoco no obtuvo nada de lo que solicitó en la carta<sup>17</sup>.

118. En su carta de fecha 16 de septiembre de 1993 (R-100), Conoco pretendía que la definición esencial de Legislación Discriminatoria (que, en última instancia, se convirtió en “Acciones Discriminatorias”) cubriera virtualmente toda acción gubernamental que afectara en forma adversa al Proyecto. Con respecto a la compensación, Conoco procuró nuevamente obtener una compensación total, de modo que se restituyera el ingreso del Accionista Clase B relevante a donde habría estado de no haber habido Acción Discriminatoria. Conoco no la obtuvo.

---

<sup>16</sup> Cf. Informe de la Comisión Bicameral de fecha 12 de agosto de 1993 (R-167, C-8); y además una presentación al Senado (R-393) y una carta del Presidente de Maraven a la Comisión Permanente sobre Energía y Minas de fecha 13 de febrero de 1996 (R-394).

<sup>17</sup> TR-S, Audiencia de 2010, Día 3, pág. 736:9-19; Audiencia de agosto de 2016, Día 1, págs. 277:8-279:20, 285:5-287:13.

119. El acta de las Reuniones de Negociaciones de Miami que tuvieron lugar en los meses de noviembre y diciembre de 1993 revelan que la cuestión que se debatió fue cuál sería el mecanismo que implementaría la noción de compensación “equitativa” a la vez que permitiría al Estado capturar lo que se consideraban ganancias inesperadas (R-395).

120. El Informe del Equipo de Gestión Estratégica Conoco Venezuela del mes de enero de 1994 (C-67) claramente expresó el entendimiento de Conoco de los riesgos del Proyecto Petrozuata, el hecho de que era probable que se adoptaran medidas gubernamentales en escenarios de altos precios y la probabilidad de que el Gobierno pusiera un tope a la rentabilidad del proyecto. El Testigo McKee explicó que nunca esperaron que un país como Venezuela no detentara el poder de incrementar lo que percibe<sup>18</sup>; creían en los derechos soberanos de un país<sup>19</sup>. Por consiguiente, el Sr. McKee no solo reconoció esta expectativa, sino que realmente avaló el concepto<sup>20</sup>.

121. En el mes de febrero de 1994, Conoco presentó una propuesta detallada de “escala móvil” estableciendo un mecanismo de compensación ligado al precio promedio del petróleo crudo Brent (R-101). La propuesta fue en seguimiento a las discusiones que habían tenido lugar dos meses antes en Miami.

122. La Presentación del Comité Directivo del mes de abril de 1994 confirma que Conoco entendía muy bien que el Estado tenía derecho a adoptar acciones gubernamentales que afectaran la rentabilidad del proyecto, y que la protección de Conoco debía proporcionarse por medio de disposiciones para el otorgamiento de compensación por Maraven y que Conoco no recibiría la “compensación total” que había pretendido desde el inicio de las negociaciones. Dada la falta de una “cláusula de estabilidad económica”, Conoco se encontraba expuesta a cambios en la legislación que podrían tener un impacto adverso en la rentabilidad del Proyecto. La Diapositiva 8 describía la cuestión como “El Gobierno puede quitar la rentabilidad” (R-102).

123. La comunicación interna del mes de febrero de 1995 dirigida al Comité Directivo de Conoco resaltaba una vez más el riesgo de que el “gobierno pu[diera] cambiar radicalmente impuestos, reglas de control de cambios y tasas u otras características de nuestros términos básicos que pueden hacer nuestra empresa no rentable” (R-397). El documento observaba que el riesgo de acción gubernamental estaba siendo abordado mediante la “búsqueda de términos contractuales que ayudarán a proteger a los inversionistas no venezolanos”.

---

<sup>18</sup> TR-S, Audiencia de 2010, Día 3, págs. 749:14-750:4.

<sup>19</sup> TR-S, Audiencia de 2010, Día 3, pág. 761:2-5.

<sup>20</sup> El Sr. McKee afirmó también que la “tasa mínima de aprobación” para el proyecto era del 20% (*Ibidem*, TR-S, Audiencia de 2010, Día 3, págs. 753:6-12, 754:4-14). Dentro de este límite, se reconoció que el Estado esperaba incrementar lo que percibe el gobierno. Para hacer eso, era necesario asegurar que flujos de caja del Proyecto hasta cierto nivel estuvieran protegidos de acción gubernamental.

124. La Presentación del Comité de Negocios Estratégicos de PDVSA del mes de marzo de 1995 (R-219) daba cuenta de que la posición de Conoco era la siguiente: “el dueño del recurso debe poder obtener el beneficio de las ganancias excepcionales”. Se observa que el mecanismo de compensación actual (escala móvil) permite un reconocimiento gradual de los beneficios excepcionales para el propietario del recurso. Documentos internos de Conoco confirmaron la opinión de la compañía de que “se ha eliminado gran parte del riesgo tributario mediante las disposiciones contractuales que exigen que Maraven compense las pérdidas de Conoco resultantes del tratamiento discriminatorio” (R-398/397) [Traducción del Tribunal].

125. El Prospecto de Emisión Petrozuata de fecha 17 de junio de 1997 (C-75) que, por su naturaleza, se presume fidedigno, no señala que una “compensación total” del Estado estuviera disponible; describe en detalle las disposiciones de compensación. La interpretación de las Demandantes del mecanismo como una “póliza de seguro parcial” carece de sustento.

126. Las Demandantes no se pronuncian acerca del testimonio del Dr. Mommer respecto de los mecanismos de compensación establecidos para los Proyectos de mejoramiento. Su testimonio es consistente con la totalidad del expediente. En su segundo testimonio directo suplementario, el Dr. Mommer recordó que la esencia del concepto que discutieron dentro de PDVSA consistía en definir lo que constituye “ganancia normal” y lo que constituye ganancia “excesiva” o “inesperada”. Las Demandantes no cuestionaron al Dr. Mommer sobre el tema de las disposiciones de compensación durante la audiencia de 2010. Personalmente, el Dr. Mommer consideró esas cláusulas como una evasión de la condición de que los Proyectos no debían restringir de modo alguno el poder soberano del Estado. El Dr. Mommer renunció a PDVSA en razón de esta discrepancia en el mes de enero de 1995. La reconocida característica para el otorgamiento de compensación por acción gubernamental adversa fue explicada también por el Profesor Sornarajah y el Profesor Wells<sup>21</sup>.

b. El Proyecto Hamaca

127. Los términos jurídicos básicos se establecieron en la Condición Décima Novena de la Autorización del Congreso Hamaca (R-93, C-132), dejando en claro que el Proyecto no impondría restricción alguna al ejercicio de los poderes soberanos del Estado.

128. La compensación se preveía en la Condición Vigésima Primera, que disponía que los participantes extranjeros tendrían derecho a compensación por parte de la subsidiaria de PDVSA, sin perjuicio de las condiciones y limitaciones establecidas en el Convenio. Esta Condición era similar a la Condición Décima Sexta de la Autorización Petrozuata (R-21/92), incluido el lenguaje que

---

<sup>21</sup> La Demandada asimismo hace referencia a Thomas W. Waelde/George Ndi, *Stabilizing International Investment Commitments: International Law Versus Contract Interpretation*, Texas International Law Journal 31 (1996) págs. 215-267 (R-220).

reafirmaba que el mecanismo de compensación no restringiría de manera alguna la potestad del Gobierno de adoptar medidas en el futuro.

129. La Condición Vigésima Primera contenía asimismo otra disposición relativa a la opción de compra. Disponía que, en caso de que la empresa del Estado investida de la responsabilidad de proporcionar compensaciones por acciones gubernamentales adversas no pudiera llegar a un acuerdo respecto al monto de la compensación determinada, ésta tendría la opción de comprar los intereses de las subsidiarias de ConocoPhillips involucradas en el Proyecto Hamaca al precio establecido en la fórmula. La disposición subraya que existiría un límite máximo sobre la compensación por acciones gubernamentales adversas que asegurara que las ganancias “excesivas” o “excepcionales” o “inesperadas” resultantes de altos precios de petróleo serían aprovechadas en beneficio del Estado.

130. En el presente caso, lo principal es que la opción de compra establecida por la Condición Vigésima Primera de la Autorización Hamaca indudablemente se activaría en virtud de cualquier determinación de un tribunal arbitral de que se debía una compensación como resultado de cualquiera de las medidas gubernamentales en discusión en este caso. Por lo tanto, la subsidiaria de PDVSA que estuvo involucrada en el Proyecto Hamaca tendría la opción de comprar la totalidad de los intereses de las subsidiarias de ConocoPhillips en el Proyecto al precio determinado por la fórmula, lo cual impediría la posibilidad de una compensación en exceso de esa cantidad.

131. El acta de una temprana Reunión del Comité Directivo Corpoven-Arco, Acuerdo para un Estudio Conjunto, que tuvo lugar en el mes de febrero de 1995 (R-107) confirma que el Congreso tenía el poder para promulgar nuevas leyes o modificar la ley vigente. El acta deja en claro que el Estado podría ejercer sus plenos poderes soberanos. Los inversionistas debían ser compensados por una acción gubernamental adversa por la empresa estatal, con cualquier compensación sujeta a la fórmula de precio tope para asegurar que el Estado conservara el derecho de capturar las ganancias inesperadas generadas por altos precios.

132. El concepto de compensación “equitativa” limitada a proteger los flujos de caja que resultasen de precios ordinarios, pero no de precios extraordinarios, fue incorporado posteriormente en los pliegos de condiciones para el Proyecto Hamaca, tales como el pliego de condiciones de fecha 2 de mayo de 1996 (R-402). Como en el caso de todos los demás documentos que obran en el expediente, la palabra operativa era “compensar”. El pliego de condiciones reconocía también la inclusión de una opción de compra en “condiciones equitativas”.

133. Un diagrama de flujo de una presentación de Corpoven del mes de abril de 1996 titulada “Términos y Condiciones de la Asociación Arco-Corpoven” (R-405) ilustra el funcionamiento de los acuerdos de compensación. El diagrama muestra que las acciones legales en contra de las medidas gubernamentales, es decir, los recursos para obtener la revocación de las medidas, eran solo

el primer paso en la cadena que desembocaría finalmente ya sea en la aceptación de la compensación determinada por el tribunal arbitral o en la compra al precio establecido por la fórmula. De esa manera, el Estado se aseguró de que la limitación a la compensación, que se basaba en el tope del precio, fuera respetada.

134. La presentación interna de Phillips del mes de mayo de 1996 a su propia alta gerencia contenía una diapositiva que expresaba el entendimiento de Phillips de la estabilización fiscal (C-110, pág. 43). Nada puede ser más claro respecto del tema de la estabilidad fiscal que las palabras: “Sin cláusula de estabilidad” [Traducción del Tribunal]. Los testigos Goff<sup>22</sup>, Appel<sup>23</sup> y Sheets<sup>24</sup> confirmaron que no existía dicha cláusula.

135. Puesto que el Proyecto Hamaca no gozaba de garantía de estabilidad por parte del Estado, las partes se enfocaron en diseñar disposiciones de compensación que abordaran las consecuencias económicas adversas de una acción estatal. En una carta de fecha 29 de mayo de 1996 dirigida a Corpoven, Arco abandonó la idea de estabilización después de que Corpoven hubiera declarado que tendría problemas para conseguir tales protecciones a través del proceso actual de aprobación del Congreso (R-403). El borrador de la disposición de discriminación adjunto a la carta dejó en claro que no habría obligación de compensar en caso de que un “tributo [sobre ganancias] inesperadas” fuera impuesto cuando el precio del petróleo hubiera superado un determinado umbral.

136. En un memorándum interno de fecha 17 de junio de 1999, el Sr. Bowerman advirtió al Comité de Administración de Phillips que el Presidente Chávez estaba autorizado a reformar la Ley de Impuesto sobre la Renta y a imponer un impuesto a las transacciones bancarias (LECG-65). Sabía que “no había cláusula de estabilidad” para el Proyecto Hamaca y que el Gobierno retenía expresamente la totalidad de sus poderes soberanos para adoptar medidas conforme a la Constitución y a las leyes aplicables.

137. Un Memorándum de Información de Hamaca da cuenta de que los socios de Hamaca estaban considerando proponer al Gobierno la inclusión de una cláusula de estabilidad fiscal conforme a la Ley sobre Promoción y Protección de Inversiones de 1999 (C-101). Nunca se hizo, ni siquiera se buscó llegar a acuerdo alguno de estabilidad fiscal.

138. Como en el caso del Proyecto Petrozuata, el expediente demuestra que la negociación legal giró en torno a la definición de ganancias “inesperadas” que el Estado tendría derecho a capturar. Con la experiencia del Proyecto Petrozuata en mente, las discusiones se concentraron en el concepto de un flujo de caja anual protegido basado en un tope de precio. Las partes fijaron un umbral

---

<sup>22</sup> TR-S, Audiencia de 2010, Día 3, págs. 653:15-654:5.

<sup>23</sup> TR-S, Audiencia de 2010, Día 4, págs. 931:9-13, 936:16-19; Audiencia de agosto de 2016, Día 1, pág. 243:12-16.

<sup>24</sup> TR-S, Audiencia de 2010, Día 6, págs. 1539:12-1542:14.

de USD 27 por barril (en dólares de 1996), a ser escalado de acuerdo con la inflación, definiendo la frontera entre ganancias “normales” e “inesperadas”, sin ninguna compensación a ser pagadera por acción gubernamental que capturara las ganancias “inesperadas” resultantes de incrementos de precios por encima de ese nivel. Este punto está ilustrado en un resumen de las posiciones de las partes en las negociaciones (R-392) y en un diagrama de flujo presentado por Corpoven en el año 1996 (R-405).

139. La Demandada observa también que la Embajada de los EE. UU. informó en el mes de mayo de 2006 que, según una socia de un estudio jurídico venezolano, las asociaciones estratégicas no tienen una base jurídica para controvertir aumentos al impuesto sobre la renta o al nuevo impuesto de extracción (R-350). Para la protección contra los aumentos impositivos, cada uno de los convenios cuenta con alguna forma de cláusula de compensación. Sin embargo, para recibir el pago, un determinado nivel de perjuicio económico deberá ocurrir. Lamentablemente, las fórmulas que se utilizan asumen precios bajos del petróleo. Debido a los altos precios actuales del petróleo, resulta muy improbable que los aumentos generen un daño suficiente a los socios para llegar al umbral por el cual PDVSA deba pagar a los socios. La Demandada supone que la abogada en cuestión era la Sra. Eljuri, la propia abogada de ConocoPhillips en Venezuela. El cable demuestra, en primer lugar, que las Demandantes siempre supieron que los términos y condiciones de sus inversiones en los Proyectos de mejoramiento incluían el derecho soberano del Estado a tomar medidas que afectaran la rentabilidad del proyecto con compensación limitada a ganancias “normales” definidas por aplicación de un tope de precio. En segundo lugar, el cable explica el funcionamiento de los mecanismos de compensación para los Proyectos de mejoramiento; las Demandantes se han rehusado a comentar sobre el fondo del cable, más allá de argumentar que el cable era “irrelevante”, “testimonio de oídas” e “inadmisible”. Las Demandantes parecen pensar que el cable es irrelevante porque se refiere a la reclamación contractual de *Mobil* por daños en el arbitraje CCI en contra de PDVSA. Pero ese cable no dice nada sobre ese arbitraje, sino que explica el funcionamiento de las disposiciones de compensación de todos los Proyectos de mejoramiento de petróleo crudo extrapesado (“EHCO”) en la Faja Petrolífera del Orinoco. Por lo tanto, ninguno de los argumentos no sustantivos de las Demandantes en relación con esos cables tiene fundamento.

c. Los argumentos jurídicos de las Demandantes

140. En respuesta al *primer* argumento planteado por las Demandantes, la Demandada admite que algunas cuestiones se rigen por el derecho internacional, aunque eso no significa que el derecho internacional, incluido el Tratado holandés, no permitirá considerar el derecho nacional o los convenios especiales relacionados con la inversión. Por lo tanto, la expropiación afecta derechos de propiedad, y esos derechos están definidos por la legislación local en virtud de la cual fueron creados.

141. La Demandada sostiene que deben tenerse en cuenta y aplicarse las Autorizaciones del Congreso y los Convenios de Asociación para determinar la cuantificación de daños en virtud del Artículo 9(5) del TBI, que hace referencia a las leyes de la Parte Contratante respectiva y a las disposiciones de convenios especiales relacionados con la inversión. El concepto de valor justo de mercado no constituye un concepto separado de los derechos subyacentes que se valoran, que no pueden separarse de ninguna limitación que se les pueda aplicar. La noción de reparación no es independiente de los términos y condiciones aplicables a las inversiones específicas de que se trate. En otras palabras, la aplicación de las disposiciones en materia de derecho aplicable del Artículo 9(5) del Tratado holandés y de los mecanismos de compensación no es solo un requisito del propio Tratado holandés, sino que es coherente con el análisis de derecho internacional que las Demandantes pretenden que el presente Tribunal realice de conformidad con lo dispuesto en la decisión de *Chorzów* y que es parte integrante de este análisis.

142. La Demandada reitera que la naturaleza y el alcance de los derechos de propiedad son definidos por el derecho interno, y no por el derecho internacional. El alcance de los derechos que las Demandantes detentaban se determina mediante el derecho nacional, en este caso comenzando por las Autorizaciones del Congreso. Las Demandantes no pueden eludir los términos y condiciones en virtud de los cuales se les permitió invertir en Venezuela. Estos deben aplicarse y determinan la base de compensación.

143. El *segundo* argumento de las Demandantes no guarda relación alguna con los hechos del presente caso. Puede que sea cierto que un Estado no puede en virtud del derecho internacional eviscerar derechos adquiridos mediante legislación posterior e invocar su legislación nacional a tal fin. Pero, en el caso que nos ocupa, los derechos adquiridos desde el principio estuvieron sujetos a la facultad del Estado de capturar ganancias “excesivas” o “inesperadas” o “excepcionales”. La Demandada apela a los términos y condiciones establecidos al comienzo de los Proyectos de mejoramiento de conformidad con las Autorizaciones del Congreso, que establecían los términos y condiciones en virtud de los cuales las Demandantes tendrían derecho a invertir en Venezuela.

144. Como *tercer* argumento, las Demandantes afirman que nunca habían renunciado a sus derechos en el marco del derecho internacional. Por lo tanto, las disposiciones de compensación de los Convenios de Asociación no pueden privarlas de su derecho a una compensación íntegra, aun si esto incluyera ganancias “inesperadas” o “excepcionales”. Para la Demandada, el concepto de renuncia es irrelevante en el presente caso. Solo puede renunciarse a un derecho que se detenta. Los derechos que detentaban las Demandantes eran de carácter limitado. El Artículo 2 del Tratado holandés contempla que el Estado tiene derecho a establecer los términos y condiciones en virtud de los cuales se admitiría una inversión en su territorio. Las Demandantes no pueden recurrir al concepto de renuncia para eliminar esos términos y condiciones y ampliar los derechos adquiridos por sus filiales cuando realizaron la inversión.

145. La noción de que las Demandantes eran inmunes a la acción gubernamental de capturar ganancias inesperadas no puede fundamentarse en ninguna parte del expediente. Las Demandantes solo tenían derecho a compensación en el caso de que la medida gubernamental infringiera el nivel de flujos de caja protegidos, medido por las fórmulas por debajo del tope de precio. No se trata de una cuestión de renuncia a un derecho adquirido, sino de definir el derecho que existía en primer lugar, en tanto una parte no puede renunciar a un derecho que no detenta.

146. La Demandada recuerda que las Demandantes (i) reconocen que Venezuela detentaba el derecho y la discrecionalidad para definir los términos y condiciones en virtud de los cuales admitía las inversiones; y (ii) sostienen que la Demandada no puede “buscar refugio” en esos términos y condiciones que reservaban al Estado el derecho a adoptar acciones gubernamentales relacionadas con las inversiones. No se puede reconocer el derecho del Estado a determinar las condiciones para admitir una inversión e invocar también el derecho internacional para eliminar ese mismo derecho soberano. Ninguno de los argumentos de las Demandantes refuta la cuestión fundamental de que se debe dar cumplimiento a los términos y condiciones de una inversión. Se trata simplemente de reconocer que un reclamo en virtud de un tratado no está separado de los términos y condiciones de una inversión, y que los derechos de propiedad protegidos por un tratado constituyen derechos creados y definidos por el derecho nacional. No existe fundamento alguno en el derecho nacional ni en el derecho internacional para compensar a una parte por derechos superiores a los que detentaba o por ignorar las limitaciones impuestas a esos derechos como condición para admitir la inversión. Las Demandantes nada pueden decir ante la evidencia de que los Proyectos Petrozuata y Hamaca fueron autorizados por Venezuela en virtud de términos y condiciones específicos. Esos términos incluían la reserva por parte del Estado de sus plenos poderes soberanos y la compensación que sería proporcionada por la empresa estatal con sujeción a límites establecidos por los toques de precio. En virtud del Artículo 2 del Tratado, las Demandantes no pueden ignorar esos términos y condiciones invocando principios generales de derecho internacional que no guardan relación alguna con el caso que nos ocupa.

147. El *cuarto* argumento de las Demandantes es que la Demandada no puede beneficiarse de ninguna limitación de responsabilidad debido a que no era parte de los Convenios de Asociación ni tampoco puede ponerse en los zapatos de las subsidiarias de PDVSA que son realmente partes de los Convenios de Asociación. Las Demandantes agregan que, como cuestión de derecho contractual venezolano, una parte que haya actuado de mala fe no puede invocar la limitación de un contrato. Esto es irrelevante para la posición del Estado. La cuestión consiste en determinar la condición fundamental en virtud de la cual se autorizaron los Proyectos y sin la cual los Proyectos nunca habrían existido. La posición del Estado en este punto es aquella de regulador y propietario de los recursos naturales, y no la de parte contratante. El principio de compensación se reconoció de manera expresa en las Autorizaciones del Congreso, pero esta compensación debía ser en términos y condiciones “equitativas”, que incluían el derecho del Estado a capturar mediante acción gubernamental cualquier ganancia “excesiva” o “excepcional” o “inesperada” derivada de los

elevados precios del petróleo. La Demandada solicita a este Tribunal que respete los términos y condiciones en virtud de los cuales se autorizaron los Proyectos. Hacer lo contrario significaría otorgar a las Demandantes el beneficio inesperado que procuran obtener y contradecir el principio elemental de que no se puede compensar a una parte por derechos que nunca detentó.

148. Las Demandantes también hacen referencia a la decisión de la mayoría sobre mala fe en la negociación lo que de algún modo impediría la aplicación de los términos y condiciones en virtud de los cuales se autorizaron las inversiones en los Proyectos de mejoramiento. Esta observación es incorrecta. En su Decisión de 2013, el Tribunal dejó expresamente abierta la cuestión relativa a la relevancia de las disposiciones de compensación (párr. 402). Y la alegación de mala fe de parte de la Demandada ha sido eliminada del expediente como resultado de la conclusión a la que arribó el Tribunal en su Decisión Interlocutoria de 2017.

149. El *quinto* argumento de las Demandantes es que “en toda probabilidad” Venezuela no habría ejercido su pleno derecho a las ganancias fiscales generadas por los precios que superaran los topes de precio, y que pueden desestimar las ganancias fiscales inesperadas en su valuación, lo que representa el *sexto* argumento. La Demandada observa que uno solo puede preguntarse cómo alguien podría creer realmente que, en el supuesto de que no se hubiera dado la nacionalización, Venezuela no habría ejercido su plena potestad soberana de recaudar ganancias “excesivas” o “excepcionales” o “inesperadas” mediante la tributación. El ejercicio por parte de Venezuela de su potestad de promulgar medidas concebidas para capturar ganancias inesperadas era perfectamente lícito. Perfectamente habría tenido derecho a gravar todas las ganancias superiores a aquellas generadas por los topes de precio en el caso de los anteriores Proyectos Hamaca y Petrozuata en el supuesto de que esos Proyectos hubieran continuado en el escenario “contrafáctico” que las Demandantes proponen como hipótesis. La decisión emitida en el caso *Chorzów* no puede citarse para justificar el aislamiento del concepto de reparación íntegra de cualquier consideración que afecte el valor en forma negativa.

150. La Demandada afirma que un comprador razonable de las participaciones de las Demandantes en el momento de la expropiación habría llevado a cabo una diligencia debida sobre ese tema y habría tenido en cuenta el poder del Estado de capturar ganancias inesperadas. Por supuesto que es necesario plantear el tema de la probabilidad de que se hubieran establecido impuestos adicionales lo antes posible, aun si se lo considera por referencia a una fecha ulterior, por ejemplo, la fecha del laudo. Es lógico que un Estado insista al comienzo de un proyecto en conservar sus plenos derechos soberanos a efectos de capturar ganancias excepcionales.

151. La Demandada hace referencia al testimonio del Dr. Mommer y a todo el historial de la conducta del Gobierno desde el año 2004, cuando hubo un cambio estructural en los mercados internacionales del crudo que llevó a un espiral ascendente en los precios del crudo. En su primera declaración testimonial, el Dr. Mommer dejó en claro que el Gobierno reaccionaba a los aumentos

extraordinarios del precio. Esto explica el motivo por el cual, en el mes de octubre de 2004, se restableció la regalía del 16 $\frac{2}{3}$ %. En los años 2005 y 2006, parecía que la tasa del impuesto sobre la renta del 34% ya no era necesaria para la viabilidad económica de los Proyectos. Abogó por una tasa del 50%. Los precios continuaron en alza. Fue entonces que el Presidente Chávez decidió que debería introducirse un impuesto fiscal a las ganancias excesivas por precios altos. De no haberse tomado la decisión de nacionalizar en el año 2006, se habrían adoptado impuestos adicionales. Por lo tanto, queda claro que era prácticamente seguro, y no solo probable, que el Gobierno hubiera ejercido su derecho soberano a capturar las ganancias inesperadas resultantes de los Proyectos.

152. Casi todas las autoridades legales relevantes dejan en claro que un tribunal no puede desestimar acontecimientos posteriores a la nacionalización al momento de calcular el valor a la fecha del laudo. En el caso que nos ocupa, preservar la facultad de capturar ganancias inesperadas era precisamente el objetivo de las Autorizaciones del Congreso.

153. Por último, las Demandantes reiteran su argumento de que, según la afirmación principal de la Demandada, los Acuerdos operan como renuncia a los derechos de las Demandantes en el marco del derecho internacional a reclamar contra el Estado, al menos con respecto a otras ganancias que no sean “normales”. El problema de fondo de este argumento, afirma la Demandada, es que el concepto de renuncia es completamente irrelevante para el caso de marras. Las Demandantes pretenden que este Tribunal analice el presente caso como si involucrara la renuncia a derechos adquiridos, porque bien saben que el expediente da cuenta de que no detentaban los derechos que ahora reclaman. Si las Demandantes nunca detentaron el derecho a apropiarse de las ganancias excepcionales resultantes de los elevados precios del petróleo libres de interferencia gubernamental, no hay espacio alguno para el argumento de renuncia ni para ninguna de las autoridades citadas con referencia al concepto de renuncia.

154. La conclusión resultante de las Autorizaciones del Congreso y de las disposiciones de compensación es que el Estado, con razón, habría ejercido su poder soberano de capturar las ganancias excesivas resultantes de los precios del petróleo por encima de esos topes de precio. La Demandada había ejercido ese poder soberano en diversas oportunidades cuando los precios comenzaron a subir a partir del año 2004, y tenía sobrados motivos para continuar haciéndolo, tal como declaró el Dr. Mommer<sup>25</sup>.

155. Las Demandantes pretenden aislar los cambios posteriores a la nacionalización de los cambios negativos posteriores a la nacionalización. Su criterio respecto de los impuestos venezolanos a las ganancias inesperadas es ilustrativo. Las Demandantes han procurado evitar el régimen fiscal aplicable a su Proyecto en un intento de abultar su cálculo de la indemnización de daños. En la primera etapa, las Demandantes impugnaron la tasa del impuesto sobre la renta del 50% y el

---

<sup>25</sup> Segundo Testimonio Suplementario, párr. 11.

impuesto a la extracción/la regalía del 33⅓% vigente en el momento de la expropiación por considerarlos violatorios de su derecho imaginario a la “estabilización” del régimen fiscal de la década del 90. Ese argumento fue rechazado por el Tribunal. Ahora las Demandantes pretenden evitar la aplicación de los impuestos a las ganancias inesperadas que fueran promulgados en los años que siguieron a la expropiación.

156. El objeto del análisis consiste en colocar a las Demandantes en la posición en la que se habrían encontrado, en toda probabilidad, si no hubiese ocurrido la expropiación. Eso significa que las Demandantes habrían continuado participando en los Proyectos en virtud de los términos de los Convenios de Asociación y las Autorizaciones del Congreso, sin perjuicio de la reserva expresa por parte del Estado de sus derechos a promulgar medidas, con inclusión de impuestos, que afectarían los Proyectos. Por lo tanto, las Demandantes solo tienen derecho a una compensación por las medidas gubernamentales hasta los topes de precio especificados en los Convenios de Asociación. Por ende, si no hubiese ocurrido la expropiación, las Demandantes habrían estado sujetas a medidas fiscales adoptadas por el Gobierno, incluidas las leyes sobre impuestos a las ganancias inesperadas que ahora pretenden ignorar.

### *3. Las Conclusiones del Tribunal*

157. Las alegaciones de las Partes sobre la pertinencia de las disposiciones de compensación de los Convenios de Asociación Petrozuata y Hamaca tratan en profundidad las Acciones Discriminatorias que afectan a los Proyectos en curso al privar a los participantes de parte de sus ingresos. Sin embargo, el enfoque primordial en el presente caso debería recaer en el impacto de la expropiación que se hizo efectiva el 26 de junio de 2007.

158. Uno de los primeros pasos que debe adoptar el Tribunal en el análisis de las cuestiones pertinentes consiste en separar aquellas expresiones que no traen aparejado un significado o a una definición. La afirmación de las Demandantes de que tenían derecho a una compensación “íntegra”, por sí misma, no hace a un lado los efectos que han de atribuirse a las disposiciones de compensación; ello depende de lo que debe entenderse por “íntegra”. De manera similar, en lo que respecta a la Demandada, existen efectivamente numerosos indicios de que las partes podían esperar que “el Gobierno pueda quitar la rentabilidad”, aunque esta afirmación no es muy clara en tanto no identifica la “rentabilidad” a la que hace referencia. En concreto, la postura de la Demandada no puede prosperar cuando alega que, en el presente caso, la expropiación del Gobierno había eliminado esa “rentabilidad” al dar por terminados los Convenios de Asociación de manera que la compensación debía basarse en las disposiciones de esos mismos Convenios que el Gobierno decidió rescindir y de los que, de todos modos, nunca ha sido parte.

159. El Tribunal deberá evitar quedar atrapado en ambigüedades y redacciones polisémicas. Cuando la Demandada señala que “la primera conclusión de la Demandada es que las

Disposiciones de Compensación formaron la base para otorgar la compensación por las medidas gubernamentales acordadas al comienzo de los Proyectos de Mejoramiento”<sup>26</sup>, ¿qué significa precisamente? ¿Cuál es el pensamiento que subyace a la afirmación de que “este caso tiene que ver con la definición del ámbito de los derechos que se expropiaron”<sup>27</sup>? ¿Significa que estas disposiciones rigen exclusivamente la admisibilidad y los efectos de la expropiación, con exclusión de cualquier otro recurso, sea local (Ley de Inversiones – C-1, R-12) o internacional (TBI)? ¿O significa que las disposiciones de compensación rigen la valuación de los ingresos económicos de los accionistas inversores en el caso de ser afectados por una Acción Discriminatoria, con lo cual debe aplicarse la misma fijación de ganancias al considerar la compensación de las Demandantes por la nacionalización que se hizo efectiva el 26 de junio de 2007?

a. Los elementos principales y la estructura de las disposiciones de compensación

160. Como primera cuestión, el Tribunal debe determinar el significado del concepto “Actos Discriminatorios” en el marco de las disposiciones de compensación. La definición de dicho concepto es compleja y varía en cada uno de los dos Convenios de Asociación. Los elementos de la definición, en sus partes pertinentes, son los siguientes:

161. El Convenio de Asociación *Petrozuata* dispone en la Sección 1.01 que:

"Actos Discriminatorios" significa cualesquiera acciones, decisiones o cambios en la ley que adopten las autoridades administrativas o legislativas nacionales, estatales o municipales, después de haberse tomado una Decisión para el Desarrollo y que, por si solos o en combinación, den por resultado un tratamiento discriminatorio injusto para la Compañía, cualquiera de sus Accionistas ... que no sean aplicables a todas las empresas en Venezuela y ocasionen Perjuicios Económicos Significativos a los Accionistas de la Compañía distintos del Accionista Privilegiado Clase A<sup>28</sup>.

Sin embargo, en virtud de la misma Sección 1.01:

el trato no se considerará discriminatorio si se aplica por igual a las empresas dentro de la industria petrolera en Venezuela, excepto que (1) con respecto a la aplicación de impuestos sobre la renta y cualesquiera valoraciones para la determinación de la base imponible para el impuesto sobre la renta (p. ej. el Valor Fiscal de Exportación), el tratamiento se considerará discriminatorio si no se aplica de manera general a la mayoría de las empresas en Venezuela.

<sup>26</sup> Escrito Post-Audiencia de 2017 de la Demandada, párr. 47. La Demandada con frecuencia utiliza expresiones similares o idénticas.

<sup>27</sup> Escrito Post-Audiencia de 2017 de la Demandada, párr. 30.

<sup>28</sup> Se trataba de la subsidiaria de PDVSA, Maraven, en el caso del Proyecto Petrozuata.

162. El término “Perjuicio Económico Significativo” fue definido como el resultado de los Actos Discriminatorios en el transcurso del ejercicio fiscal, el cual representa, al menos, USD 6,5 millones (cifra incrementada a partir del año 1994) para todos los Accionistas Clase B<sup>29</sup>. Dicho perjuicio deberá determinarse mediante el cálculo de cualquier devolución de préstamos o dividendos que el Accionista Clase B habría percibido si el Acto Discriminatorio no hubiera tenido lugar.

163. Luego, la Sección 9.07 dispone la compensación que recibirá el “Accionista Perjudicado” por parte del Accionista Clase A cuando sufriera, en un determinado ejercicio fiscal, un perjuicio económico significativo como resultado de cualquier Acto Discriminatorio. El pago se efectuará con dinero en efectivo que la compañía tenga disponible para el pago de dividendos al Accionista Clase A y la devolución de Préstamos por Requerimiento de Fondos (a). Cuando el precio ajustado por inflación comparado con el precio del crudo Brent ascienda a USD 18,00 como máximo, se deberá compensar el 100% de los daños. Si el resultado arroja un precio para el crudo Brent de USD 25,00 por barril, no se compensará ningún daño. Para aquellos precios comprendidos entre estos dos valores, los daños se determinarían en forma proporcional sobre la base de la fórmula también denominada “escala móvil” (b). Los distintos rangos de la “escala móvil” no son de relevancia alguna a los fines del presente Laudo ya que, desde el momento de la expropiación, los precios superaron los USD 25 por barril y ello derivó en la prevalencia de un precio alternativo (en la hipótesis de daños superiores a USD 75 millones en el año 1994), determinando el pago del 25% de los daños reales sufridos (c). Asimismo, se dispuso que el accionista perjudicado debe, en la medida de lo posible, interponer y agotar todos los recursos legales y administrativos disponibles que proporcionen una reparación respecto de la aplicación de cualquier Acto Discriminatorio (d). En caso de controversia, se deberá suspender el pago hasta que se llegue a un acuerdo o hasta que el acaecimiento del hecho sea determinado finalmente por medio de un procedimiento de arbitraje (f).

164. Si bien la política que subyace a la disposición de compensación para Hamaca es la misma que para el Proyecto Petrozuata, la estructura y los elementos fundamentales del marco jurídico son diferentes. La Sección 14 del Convenio de Asociación Hamaca también tiene, como punto de partida, el acaecimiento de un Acto Discriminatorio (a). Dicho acto puede consistir en un cambio en la legislación, un acto de gobierno o cualquier otra acción o decisión adoptada por las autoridades de Venezuela que sea (i) aplicable a la Asociación, (ii) injusta y (iii) que no sea de aplicación general a las entidades involucradas en nombre propio en la industria de hidrocarburos de Venezuela (b).

165. El Convenio de Asociación Hamaca dispone además que, respecto de las alícuotas impositivas, los nuevos tributos, las cargas financieras o los precios por bienes y servicios, los controles de cambio de moneda extranjera, “o la expropiación de los activos, o la participación de una Parte

---

<sup>29</sup> Conoco Orinoco Inc.

en la Asociación o en las Entidades de la Asociación” - dicho cambio en la legislación o decisión se considera un Acto Discriminatorio si no es aplicable en general a las compañías anónimas y otras personas jurídicas sujetas al mismo régimen impositivo que las compañías anónimas en Venezuela (b/1). Asimismo, las reducciones o los aumentos de la alícuota del impuesto a la explotación del crudo se considerarán Actos Discriminatorios “a menos que dichos cambios resulten en una alícuota de impuesto de explotación aplicable a las Partes en su condición de participantes en la Asociación, mayor que la alícuota máxima prevista en la ley para la industria de los hidrocarburos en general” (b/4).

166. En la medida en que una parte extranjera sufra una reducción superior al cinco por ciento en el flujo de caja neto referencial en cualquier ejercicio fiscal como resultado de al menos un Acto Discriminatorio, Corpoven Sub, subsidiaria de PDVSA, deberá compensar a dicha parte (Sección 14.2(a)). Los factores relevantes se definen con gran complejidad. De conformidad con la presentación de los peritos de las Demandantes<sup>30</sup>, en sus términos más simples, el flujo de caja neto referencial de USD 27, o superior a él, debe considerarse a partir del año 2008. Por lo tanto, una reducción superior al 5% (USD 1,35) activa la obligación de Corpoven Sub de proceder a la compensación. La indemnización de daños de la parte perjudicada deberá ser equivalente al importe expresado en dólares estadounidenses que dicha parte necesitaría para obtener la totalidad del flujo de caja neto referencial que habría obtenido en el ejercicio fiscal correspondiente si el Acto Discriminatorio no hubiera tenido lugar, más los intereses sobre dicho importe a la tasa LIBOR. Además, el referido monto se incrementará por un valor que considere los impuestos aplicables (Sección 14.3(d)).

167. Una vez que la parte extranjera notifique a Corpoven Sub, podrán iniciarse las negociaciones, que podrán incluir consideraciones acerca de los recursos jurídicos (Sección 14.3(a-c)). En ausencia de un acuerdo sobre las modificaciones que se concluirán, cada una de las partes está facultada para iniciar un arbitraje (Sección 14.4(a)). En caso de que se admita que los Actos Discriminatorios derivaron en un efecto significativo adverso para la parte extranjera, el tribunal de arbitraje deberá determinar, en una segunda etapa del procedimiento, el “precio de compra” (Sección 14.4(b)), que será calculado ya sea por referencia a la inversión neta de dicha parte o al valor comercial de su participación en el proyecto (Sección 14.4(c)). Luego, si no se resolviera la cuestión, una opción sería que Corpoven Sub comprara la participación accionaria de la parte extranjera perjudicada al precio de compra (Sección 14.5(a-2)).

---

<sup>30</sup> Abdala/Spiller, Informe de Actualización Consolidado, 17 de noviembre de 2016, párrs. 38-42.

- b. Las disposiciones de compensación no establecen el estándar de compensación para la expropiación por parte del Estado

168. La posición principal de la Demandada radica en que la expropiación de las participaciones de las Demandantes contempladas en los Convenios de Asociación implica que la compensación que tienen derecho a percibir debe determinarse a la luz de las disposiciones de compensación contenidas en dichos Convenios y se encuentra circunscripta a ellas. Las Demandantes, cuando invocan el TBI o el derecho internacional consuetudinario, no pueden dejar de lado el régimen de compensación que acordaron al momento de celebrar los Convenios de Asociación, con anterioridad a la fecha de entrada en vigor del TBI.

169. El Tribunal observa que no se encuentra ante una reclamación para que se declare el incumplimiento de las disposiciones de los Convenios de Asociación en relación ya sea con una expropiación o su compensación. El petitorio de las Demandantes se funda en una reclamación para que se declare que la Demandada incumplió el Artículo 6 del TBI y para que el Tribunal determine los daños que se han derivado de dicho incumplimiento. Las Demandantes invocan el derecho internacional, y no los Convenios de Asociación, como fundamento de su reclamación en materia de daños.

170. Además, el Tribunal advierte que la aplicación del Artículo 6 del TBI a la presente diferencia prevalece sobre cualquier legislación local de Venezuela relativa a la misma cuestión. El incumplimiento del Artículo 6 del TBI es definido únicamente por dicha disposición sin tener en cuenta el derecho local del Estado receptor. El mismo principio debe aplicarse necesariamente a la compensación que se debe otorgar como consecuencia de una expropiación, independientemente de la naturaleza del estándar aplicable conforme al derecho local. El estándar del TBI prevalece sobre cualquier estándar que el Estado receptor pudiera considerar aplicable conforme a su derecho local.

171. La posición de la Demandada según la cual las disposiciones de compensación contempladas en los Convenios de Asociación rigen las consecuencias económicas de la expropiación llevada a cabo el 26 de junio de 2007 no es convincente en razón de los propios términos y propósitos de dichas disposiciones. La expropiación del Proyecto no puede constituir un “Acto Discriminatorio” en los términos de las disposiciones de compensación<sup>31</sup>. Para Petrozuata, dicho Acto Discriminatorio debía procurar una “Decisión para el Desarrollo” (Sección 1.01); dicha decisión no tiene nada en común con la expropiación. Para Hamaca, el referido Acto debe ser “aplicable a la Asociación” (Sección 14.1(b)) y afectar el flujo de caja neto (Sección 14.2(a)); el flujo de caja deja de circular cuando cesa la existencia del Proyecto. De modo similar, las disposiciones relativas al pago tienen

---

<sup>31</sup> La Demandada había explicado que el cambio en el derecho de explotación y la reestructuración causada por la migración no estaban contemplados en la definición de Actos Discriminatorios; cf. Memorial de la Demandada de Contestación sobre la Cuantía, párrs. 45, 278.

sentido solo en el caso de existencia continua de los Proyectos. En el caso de Petrozuata, la compensación se abona por medio de la previsión de dividendos o de los fondos generales que acumulan pagos diferidos para una fecha posterior (Sección 9.07). En el caso de Hamaca, con posterioridad a la notificación por parte de la parte extranjera del efecto significativo adverso causado por el Acto Discriminatorio, se entablan negociaciones tendientes a acordar cambios en la relación de las partes que, por lo tanto, se considera que sigue en curso (Sección 14.3(c)). Si la parte agraviada no desiste de su reclamación, su indemnización de daños debe abonarse con el flujo de caja neto de Corpoven Sub respecto del Proyecto que, así, continúa en existencia (Sección 14.5(a/1)). Si las partes no podían llegar a un acuerdo respecto de las modificaciones a los términos de su convenio ni aceptar la decisión de arbitraje, se debía dar lugar a una adquisición; sin embargo, en el caso de una expropiación, las acciones que debieran ponerse a la venta ya no existen.

172. La Demandada ha invocado una oración en la cual el caso de expropiación se menciona como ejemplo de Acto Discriminatorio. En efecto, la disposición de compensación de Hamaca hace referencia a “la expropiación de los activos, o la participación de una Parte en la Asociación o en las Entidades de la Asociación” (Sección 14.1(b/1)). No obstante, estos términos incluyen únicamente activos o derechos como parte de la Asociación. Esta expresión, que no se contempla en el Convenio Petrozuata, no incluye la expropiación del Proyecto en su totalidad regido por el Convenio de Asociación. Por último, el régimen de adquisición del Convenio de Asociación se basa necesariamente en la existencia de un Proyecto en curso y es totalmente incompatible con su apropiación por parte del Gobierno mediante expropiación.

173. El Tribunal observa el debate entre las Partes relativo a si las disposiciones de compensación regirían una expropiación diferente de aquella llevada a cabo por medio de una única apropiación el 26 de junio de 2007, que consistía en un conjunto de actos de Gobierno, que pueden calificarse en forma conjunta como Actos Discriminatorios, si bien algunos de sus componentes, como tales, no cumplirían las condiciones establecidas en la definición pertinente. Se informó al Tribunal que las Partes habían arribado a un acuerdo sobre la aplicabilidad de las disposiciones de compensación respecto de la expropiación<sup>32</sup>. Además, la Demandada confirmó que esto significa que las disposiciones de compensación resultan aplicables a la expropiación “en este caso”<sup>33</sup> – es decir, “exclusivamente”. Esta postura no refleja la reclamación de las Demandantes en el presente caso<sup>34</sup>. Solo puede relacionarse con la diferencia planteada ante el Tribunal de la CCI. No es relevante

---

<sup>32</sup> TR-S, Audiencia de agosto de 2016, Día 2, pág. 437:22- 438:7 (Kahale, King); Audiencia de marzo de 2017, Día 15, págs. 2824:19-2829:3 (Partasides); Audiencia de septiembre de 2017, Día 18, pág. 5104:4-15 (Kahale).

<sup>33</sup> Escrito Post-Audiencia de la Demandada de 2017, párrs. 23, 48, que indica la dificultad relativa a la aplicación de estas disposiciones “cuando el contrato se termina” (párr. 23).

<sup>34</sup> El Abogado de las Demandantes explicó en la Audiencia de marzo de 2017 que su reclamación sobre expropiación no se regía por el mecanismo de Actos Discriminatorios, que define el valor que fuera expropiado, pero no define el derecho relativo a la expropiación, ni tampoco representa un recurso exclusivo; cf. TR-S, Audiencia de marzo de 2017, Día 15, págs. 2820:7-2823:13, 2827:14-2829:3 (Partasides).

para el presente caso en que la expropiación que originó la disputa consiste en la única apropiación llevada a cabo el 26 de junio de 2007 la cual dio origen a la reclamación de las Demandantes por incumplimiento del Artículo 6 del TBI.

174. El Tribunal no puede coincidir con la Demandada cuando argumenta que el Sr. Griffith, en su carta de fecha 17 de septiembre de 1992 (R-97), aceptó que las disposiciones de compensación analizan precisamente cómo “se valorarían y reembolsarían los bienes y la participación de Conoco en el caso de nacionalización”<sup>35</sup>. Ello no es lo que el Sr. Griffith escribió. De hecho, se dirigió por escrito al Sr. Aliro Rojas, Director Ejecutivo de Maraven, indicando que Conoco quería conocer la forma en la cual se analizaría esta cuestión en la siguiente negociación y, además, que pretendían obtener una compensación total y una cláusula de estabilidad económica. Asimismo, indicó que el proyecto requería una legislación tributaria positiva. Esto no es lo que obtuvieron, pero no es lo mismo que afirmar que el Sr. Griffith hubiera aceptado en el año 1992 que el único recurso disponible en caso de nacionalización fuera lo dispuesto en las cláusulas sobre trato discriminatorio (en la Condición del Congreso No. 16). La Ley sobre los Efectos del Proceso de Migración a Empresas Mixtas de los Convenios de Asociación de la Faja Petrolífera del Orinoco, aprobada por la Asamblea Nacional el 11 de septiembre de 2007, declaró que estos Convenios “quedarán extinguidos” (C-35).

175. El Tribunal observa también que la invocación por parte de la Demandada de las disposiciones de compensación como normas que rigen la expropiación realizada el 26 de junio de 2007 resulta inconsistente con los términos y efectos de la apropiación que realmente tuviera lugar en esa fecha, cuando Venezuela asumió directamente las actividades llevadas a cabo por las Asociaciones y extinguió los derechos de propiedad de ConocoPhillips<sup>36</sup>, los cuales incluían necesariamente los derechos de ConocoPhillips por intermedio de los Convenios de Asociación e incluso aquellos previstos en las disposiciones de compensación. Tal como se mencionara anteriormente, el Testigo Mommer recordó que, en esa fecha, los Convenios de Asociación se rescindieron<sup>37</sup>.

176. La Demandada ha negado que la Ley Venezolana sobre Promoción y Protección de Inversiones de fecha 22 de octubre de 1999 (R-12, C-1) tuviera un rol que desempeñar respecto de la expropiación decretada el 26 de junio de 2007. Pareciera correcto que las Demandantes en el presente caso no estuvieran sujetas a la Ley de Inversiones. Sin embargo, las uniones transitorias de empresas que llevaban a cabo cada uno de los tres Proyectos adoptaron posiciones contrarias. La Demandada explicó en la fase jurisdiccional del presente procedimiento que, conforme al Artículo 5 del Decreto No. 1.867 de fecha 11 de julio de 2002 sobre el Reglamento de la Ley de

---

<sup>35</sup> Escrito Post-Audiencia de la Demandada de 2017, párr. 53; TR-S, Audiencia de septiembre de 2017, Día 18, págs. 5104:16-5105:6 (Kahale).

<sup>36</sup> Testigo Mommer, TR-S, Audiencia de agosto de 2016, Día 3, págs. 925:5-926:3.

<sup>37</sup> El testigo empleó el término “desaparecía” (TR-S, Audiencia de 2010, Día 7, pág. 1807:8-11) para explicar además la apropiación de los activos (TR-S, Audiencia de 2010, Día 7, págs. 1685:10-12, 1821:17-19).

Inversiones<sup>38</sup>, las tres uniones transitorias de empresas a cargo de cada uno de los tres Proyectos iban a considerarse empresas receptoras de la inversión<sup>39</sup>. Por lo tanto, estas entidades eran inversiones “propiedad de, y ... controlada[s] efectivamente por una persona natural o jurídica venezolana o extranjera” y, así, sujetas a la Ley de Inversiones (Artículo 3, último y único párrafo - R-12). La Ley de Inversiones debe prevalecer sobre los Convenios de Asociación si se considerara que estos Convenios rigen los efectos de su propia expropiación.

177. En cualquier caso, el Tribunal observa que, si la reclamación de compensación de las Demandantes estuviera regida por las disposiciones de compensación de los Convenios de Asociación, quedaría cubierta por las cláusulas de arbitraje allí contenidas (Sección 9.07(f), Sección 13.16 para Petrozuata y Sección 14.4 para Hamaca). Ninguna reclamación fundada en estas disposiciones se planteó ante este Tribunal del CIADI. No obstante, ello no significa que dichas disposiciones sean irrelevantes para la decisión de este Tribunal sobre las consecuencias de la expropiación que vulneró el Artículo 6(c) del TBI.

178. El Tribunal observa la afirmación de la Demandada según la cual “la cuestión ante este Tribunal no es determinar si los Convenios de Asociación han sido incumplidos, sino si los mecanismos de compensación cuidadosamente negociados establecidos conforme a las Autorizaciones del Congreso como condiciones para involucrarse en los proyectos de mejoramiento son relevantes en la determinación de la cuantía”<sup>40</sup>. La cuestión se plantea de manera correcta y amerita consideración adicional. Implica necesariamente que la expropiación llevada a cabo por el Estado el 26 de junio de 2007 no debe analizarse como parte de la reclamación que invoca el incumplimiento de los Convenios de Asociación. La afirmación de la Demandada, citada *supra*, no difiere de los alegatos de apertura de las Demandantes con ocasión de la Audiencia del mes de agosto de 2016 según la cual los Convenios de Asociación constituyen el fundamento para determinar el *quantum*. Se alegó que, ante la pregunta de “¿qué es lo que ha sido tomado de ConocoPhillips?”, las Demandantes reconocieron que se debe considerar una "serie de derechos" que fueran objeto de apropiación. Además, las Demandantes alegaron que reconocían también que la "serie de derechos" se centra en los Convenios de Asociación y en el valor que representan para ConocoPhillips<sup>41</sup>.

---

<sup>38</sup> Reglamento del Decreto con Rango y Fuerza de Ley de Promoción y Protección de las Inversiones (RL-2).

<sup>39</sup> Memorial de la República Bolivariana de Venezuela sobre Objeciones a la Jurisdicción, de fecha 1 de diciembre de 2008, párr. 132, nota 186, que enumera a Petrolera Zuata, a Petrozuata C.A., al Consorcio de Desarrollo de Corocoro y a la Asociación Hamaca. Cf. también Opinión Legal de Enrique Urdaneta Fontiveros, de fecha 28 de noviembre de 2008, párr. 31.

<sup>40</sup> Memorial de la Demandada de Contestación sobre la Cuantía, 18 de agosto de 2014, párr. 155.

<sup>41</sup> TR-S, Audiencia de agosto de 2016, Día 1, pág. 81:14-22 (Partasides).

- c. Las disposiciones de compensación son parte de la estructura jurídica y el valor económico de los Convenios de Asociación

179. Independientemente de si el estándar de compensación constituye “justa compensación” conforme al Artículo 6(c) del TBI o reparación “íntegra” conforme al derecho internacional consuetudinario, ambas fuentes de derecho no pueden regir de forma exclusiva la determinación de la compensación y su cuantía. En un sentido u otro, la compensación refleja el valor correspondiente a la pérdida sufrida por aquellos cuyos derechos se vieron afectados a causa de la expropiación. Estos derechos no se determinan, ni fueron adquiridos, ya sea en virtud del Artículo 6 del TBI o del derecho internacional general o consuetudinario. Son derechos, principalmente derechos *in rem* o fundados en compromisos contractuales, que fueron creados y se detentan conforme al derecho local. En este sentido, la Demandada alega correctamente que se debe otorgar pleno efecto al Artículo 9(5) del TBI cuando hace referencia a “las leyes de la Parte Contratante respectiva” y a “las disposiciones de convenios especiales relacionados con la inversión”, invocando así las disposiciones de los Convenios de Asociación y disposiciones relacionadas de la legislación de Venezuela. Ninguna de las otras fuentes de derecho enumeradas en el Artículo 9(5) resulta pertinente o aplicable en este aspecto.

180. En otras palabras, la “compensación total” - término que las Demandantes utilizan con frecuencia - no puede representar más que una compensación de los derechos y activos de titularidad de las Demandantes al momento pertinente e incluye los ingresos derivados de aquellos a futuro en una medida aún pendiente de determinación. Dichos derechos están fundados en los Convenios de Asociación, que se rigen por el derecho venezolano.

181. Por consiguiente, como la expropiación privó a las Demandantes del ingreso que tenían derecho de percibir conforme a los Convenios de Asociación, estos Convenios son de aplicación plena, incluidas sus disposiciones de compensación (en lo relativo a Petrozuata y Hamaca). En la medida que dichas disposiciones impongan un límite a los derechos potenciales de las Demandantes de percibir los dividendos del Proyecto, dicho límite debe considerarse al momento de determinar el alcance de la apropiación por medio de la expropiación. La compensación representa el valor correspondiente a la pérdida. No puede cubrir más que aquello a lo cual las Demandantes habrían tenido derecho si no hubiera existido expropiación.

182. El Tribunal del caso *Burlington*, frente a una cuestión similar, indicó que “debe asumir que Burlington es titular de los derechos que componían los activos expropiados y que tales derechos se respetan. Esto no significa que el Tribunal exija el cumplimiento de una reclamación contractual.

Lo que hace el Tribunal es valuar un activo expropiado, el que las Partes concuerdan está compuesto por un conjunto de derechos que permiten a Burlington obtener ingresos futuros”<sup>42</sup>.

183. Las Demandantes señalan, como principio y de forma correcta, que no habían renunciado a sus derechos conforme al derecho internacional. Sin embargo, si bien la protección de sus derechos en calidad de inversionistas se rige por el TBI, el contenido de dichos derechos está determinado por los Convenios de Asociación que se rigen por el derecho de Venezuela. Ello es lo que el Artículo 2 del TBI denomina “marco de [las] leyes y reglamentos” de la Parte Contratante que gobiernan la inversión. Cuando aceptaron su inversión en Venezuela por medio de los Convenios de Asociación y las Autorizaciones del Congreso en las que se basan dichos Convenios, las Demandantes adquirieron los derechos consagrados en estos instrumentos, que gozaban de la protección a la inversión disponible, la cual, en un principio, estaba fundada en el derecho local y se transformó en el TBI solamente, en una etapa posterior. Los derechos de los inversionistas son aquellos que adquirieron al momento de realizar la inversión en el Estado Contratante del TBI. Estos derechos eran los receptados en los Convenios de Asociación; por definición, no pueden estar sujetos a una renuncia de derechos conforme al derecho internacional. Asimismo, la participación de los inversionistas en los Proyectos no supone una renuncia de derechos contenida en el TBI que rige la protección de la inversión, pero no así su substancia.

d. El funcionamiento de las disposiciones de compensación en el presente caso

184. Las disposiciones de compensación de los Convenios de Asociación pueden ser de relevancia en el presente caso solo si una medida particular del Gobierno cumple con todos los requisitos para su aplicación.

185. En este aspecto, el aumento del impuesto a las ganancias del 34% al 50% y el impuesto a las regalías / extracción del 33⅓% que estaba vigente al momento de la expropiación ya no son un problema. En su Decisión de 2013, el Tribunal concluyó que, si bien las Demandantes aceptaron considerar el impuesto a las ganancias y las alícuotas de las regalías como tributos, ellos constituían un régimen fiscal que no está comprendido en el alcance del Artículo 3 del TBI, y que - tal como aceptaron las Demandantes - estas medidas (que eran aplicables en ese momento) no incumplían el Artículo 4 del TBI (párr. 322). Además, y en el presente caso, estas medidas del gobierno no se han invocado como actos discriminatorios que den lugar a la aplicación de las disposiciones de compensación. Las Demandantes apelan al enfoque de sus peritos de incluir, en sus cálculos de

---

<sup>42</sup> *Burlington Resources, Inc. c. República del Ecuador*, Caso CIADI No. ARB/08/5, Decisión sobre Reconsideración y Laudo, 7 de febrero de 2017, párr. 358, que señala además que “los contratos expropiados incluían una cláusula de absorción de impuestos obligatoria que no puede ignorarse a efectos de valoración” (párr. 359).

daños, todos los impuestos existentes en cada una de las fechas de valuación, con excepción del impuesto a las ganancias inesperadas<sup>43</sup>.

186. En consecuencia, el impuesto a las ganancias inesperadas - introducido en el mes de abril de 2008 y modificado en diversas ocasiones - es la única medida que pudiera considerarse a fin de aplicar las disposiciones de compensación.

187. La Demandada sostuvo - invocando principalmente la declaración del Dr. Mommer y la política que procuró implementar cuando integraba el Gobierno - y además confirmada posteriormente que Venezuela insistiría en el ejercicio de su poder soberano para capturar las ganancias en exceso que resultaran de los precios del petróleo eran superiores al tope de precios acordado. Así, alegó que “si no hubiera sido por la nacionalización de 2007, el Gobierno habría ejercido todo su poder de tributación para percibir esas ganancias como tenía derecho a hacerlo”<sup>44</sup>. Las Demandantes no tienen ningún fundamento jurídico para suponer que podían disponer de la totalidad de las ganancias derivadas de los aumentos de precios posteriores a la nacionalización al mismo tiempo que ignorar todos los factores que afectaban de forma negativa la rentabilidad del proyecto, en particular, aquellos como los impuestos, que era prácticamente seguro que se materializarían. Sin embargo, el Tribunal observa que, dejando de lado el impuesto a ganancias inesperadas, con inclusión de sus modificaciones, no se ha presentado prueba alguna que demuestre que dicha política se hubiera concebido seriamente ni estuviera en vías de implementarse. El nivel más elevado de precios exorbitantes que esa legislación consideraba ascendía a USD 110 por barril<sup>45</sup>; a partir del año 2007, nunca se alcanzó ese nivel. Por lo tanto, el argumento de la Demandada según el cual el Gobierno estaba preparado para aumentar los impuestos a las ganancias inesperadas pareciera ser una simple especulación. Así, el Tribunal debe concluir que las pruebas no acreditan que alguna medida relativa a la captura de ganancias superiores a las del impuesto a las ganancias inesperadas vigente probablemente afectara los derechos de las Demandantes en el futuro y hasta el final de la vida útil de los Proyectos.

188. Por lo tanto, el impuesto a las ganancias inesperadas vigente constituye la única hipótesis en la que las disposiciones de compensación pueden desempeñar algún rol o puede que deban considerarse al momento de determinar el valor de los Proyectos y los ingresos de sus participantes. Sin embargo, antes de llegar a esta etapa, la cuestión que se debe analizar es si era posible aplicar dicho tributo a los Proyectos, en forma total o parcial. Dado que todas estas cuestiones se

---

<sup>43</sup> Escrito Post-Audiencia de las Demandantes de 2017, párr. 186; TR-S, Audiencia de marzo de 2017, Día 15, pág. 2686:18-21 (Friedman); Abdala/Spiller, Actualización de marzo de 2016, 18 de marzo de 2016, párr. 28.

<sup>44</sup> Memorial de la Demandada de Contestación sobre la Cuantía, 18 de agosto de 2014, párr. 138; Escrito Final sobre la Cuantía de la Demandada, párr. 263.

<sup>45</sup> Artículo 6 del Decreto No. 40.114 del 20 de febrero de 2013 (R-502, C-600), que modifica al Artículo 1 del Decreto No. 38.910 del 15 de abril de 2008 (R-500, C-252/582).

encuentran íntimamente relacionadas, se las analizará en su conjunto en las Secciones IX y X del presente Laudo.

### C. El Estándar de Compensación

189. El centro de atención de las Partes al abordar la estructura de las reclamaciones en materia de daños que se analizarán en el presente caso se encuentra íntimamente relacionado con la fecha de valuación. La Decisión de 2013 determinó que esa fecha debía ser la fecha del laudo (párrafos 363, 404). Dicha fecha refleja la posición de las Demandantes. La Demandada objeta esta conclusión e insiste firmemente la fecha de la expropiación como fecha de valuación.

190. La discusión acerca de la fecha de valuación debe ser analizada desde una perspectiva más amplia, es decir, la compensación que las Demandantes tienen derecho a reclamar como consecuencia del incumplimiento del Artículo 6 del TBI.

191. Por cuestión de principios, la posición de la Demandada radica en que la compensación debería representar el valor de aquello apropiado, es decir, los Convenios de Asociación, incluidas sus disposiciones de compensación (no aplicables a Corocoro), y ello al momento en el cual tuvo lugar dicha apropiación - el 26 de junio de 2007. La hipótesis que ha empleado con frecuencia es la de un comprador razonable que considera la apropiación de los Convenios de Asociación en esa fecha. En términos simples, dicho comprador evaluaría los activos del Proyecto y agregaría su estimación de los ingresos netos proyectados a futuro de forma razonable. Debido a que los participantes en los Proyectos pueden compararse con dicho comprador razonable, su estimación de los activos y sus proyecciones del escenario futuro (denominados generalmente “modelos”) pueden servir como herramienta de trabajo muy útil para arribar a un resultado cercano a lo que podría ser la conclusión de un comprador razonable hipotético.

192. Dicha postura y metodología no tienen ningún efecto en la realidad. No incluye la producción, los costos y los impuestos que se devengan desde la apropiación hasta el momento en que se emite el laudo, ni tampoco determinan la rentabilidad futura de los Proyectos entre la fecha del laudo y el final de la vida útil del Proyecto.

193. La diferencia de enfoque es una cuestión de derecho. Es materia de derecho internacional. Tal como fuera explicado *supra*, la expropiación llevada a cabo por Venezuela en violación del Artículo 6 del TBI produce efectos conforme al derecho internacional. El estándar de compensación no está determinado por los Convenios de Asociación y sus disposiciones de compensación. Sin perjuicio de ello, estas disposiciones pueden tener consecuencias en el valor de la apropiación y, así, en la cuantía de los daños.

194. En la Resolución Procesal No. 4, el Tribunal instruyó a las Partes a determinar sus respectivas valoraciones para ambas situaciones, a la fecha de la expropiación, es decir, el 26 de junio de 2007, o el 31 de diciembre de 2016, considerando y sin considerar las fórmulas de compensación previstas en los Convenios de Asociación (párr. 6). Las Partes cumplieron en general con la orden del Tribunal. No obstante, solo consideraron la hipótesis de la aplicación de las disposiciones de compensación, esto es, que dichas disposiciones habrían regido la expropiación como tal. Así, se le dio escasa consideración al caso en el cual la compensación por la expropiación se rige por el derecho internacional, al tiempo que se incluyen los efectos que han de atribuirse a las disposiciones de compensación contempladas en los Convenios de Asociación respecto de los factores económicos que constituyen “Actos Discriminatorios”.

195. La cuestión relativa al estándar de compensación aplicable en el presente caso conforme al derecho internacional debe aclararse en primer lugar, antes de que se pueda determinar la relevancia de una valuación en particular.

### *1. La Posición de las Demandantes*

196. El enfoque de las Demandantes en sustento de sus reclamaciones se basa reiteradamente en “reparación íntegra”. Ello resulta de los principios consagrados en derecho internacional. Dado que la expropiación de Venezuela fue ilícita, las Demandantes tienen derecho a percibir los flujos de caja sustanciales generados por los Proyectos a partir de la expropiación. El Estado receptor no puede quedarse con la totalidad del beneficio de la inversión de las Demandantes y, así, obtener de la expropiación ingresos con aumento exponencial debido a precios del petróleo más elevados, en un importe total muchas veces superior a la compensación que habría aceptado abonar si ella se hubiera calculado al momento de la apropiación.

197. Las Demandantes sostienen que, si Venezuela hubiera expropiado de forma lícita las inversiones de las Demandantes, habría correspondido aplicar el estándar de compensación dispuesto por el Artículo 6(c) del TBI. Puesto que Venezuela procedió de forma ilícita, dicho Artículo no resulta aplicable a la cuantificación. Por el contrario, el estándar de compensación aplicable está determinado por el derecho internacional consuetudinario. Un “principio esencial” del derecho internacional consuetudinario es que el Estado tiene la obligación de ofrecer una reparación íntegra por el daño causado por su acto ilícito.

198. La Corte Permanente de Justicia Internacional (CPJI) ofreció una descripción con valor jurídico del estándar de compensación aplicable en el caso *Chorzów Factory*<sup>46</sup>. “La reparación, en la medida de lo posible, debe eliminar todas las consecuencias del acto ilegal y restablecer la

---

<sup>46</sup> Corte Permanente de Justicia Internacional, *The Factory At Chorzów (Claim for Indemnity) (The Merits), Germany v. Poland*, Fallo No. 13, 13 de septiembre de 1928, 1928, Series P.C.I.J. A No. 17 (CL-84).

situación que, en toda probabilidad, habría existido si dicho acto no se hubiera cometido” (pág. 47) [Traducción del Tribunal]. Los Artículos de la CDI reflejan la misma norma de derecho internacional consuetudinario (CL-85). Disponen que el Estado debe ofrecer una “reparación íntegra del perjuicio causado por el hecho internacionalmente ilícito”. En consecuencia, cuando el activo es expropiado de forma ilícita, la tarea del tribunal consiste en poner al inversionista en la situación económica de la que habría gozado si el acto ilícito nunca se hubiera cometido. Ello se suele denominar situación “contrafáctica”. El recurso que se prefiere es la restitución. Cuando la restitución es imposible o impracticable, tal como en el presente caso, la norma de reparación íntegra exige el otorgamiento de una indemnización de daños y perjuicios que logre el mismo resultado. La compensación en virtud de una expropiación ilícita debe corresponderse con el valor que produciría la restitución en especie, además del pago por cualquier daño adicional.

199. Si no se hubieran expropiado de forma ilícita los derechos de las Demandantes en los tres Proyectos, las Demandantes habrían retenido la posesión de dichos proyectos y obtenido ganancias por sus operaciones durante la totalidad del plazo previsto. En particular, las Demandantes habrían percibido, a partir del mes de junio de 2007, los dividendos correspondientes a su participación en las ganancias conforme a sus derechos de propiedad. El método más común para el cálculo de dicho valor consiste en la determinación del valor justo de mercado a la fecha de valuación, tal como disponen los Comentarios de los Artículos de la CDI (CL-86). Dicho valor refleja el lucro cesante que el inversionista habría percibido si la expropiación no hubiera tenido lugar. En los casos que involucran activos generadores de ingresos, la evaluación del valor justo de mercado debe compensar su rentabilidad futura para otorgar una reparación íntegra.

200. Tanto el Proyecto Petrozuata como el Proyecto Hamaca eran yacimientos de petróleo en plena etapa de producción comercial al momento de su confiscación, y continuarán produciendo petróleo hasta la fecha del Laudo y por muchos años más. El Proyecto Corocoro se convirtió en un yacimiento de petróleo productivo en el mes de enero de 2008 y continuará produciendo hasta, por lo menos, el año 2021. Las Reservas y la capacidad de producción de los Proyectos son datos conocidos, y sus hidrocarburos constituyen productos básicos para los cuales existe un gran mercado con precios internacionales de referencia. La metodología de los flujos de caja descontados utilizada por los peritos de las Demandantes calcula dicho valor de forma adecuada.

201. En el presente caso, el estándar de compensación exige que (a) las Demandantes reciban una indemnización equivalente a los flujos de caja que habrían percibido si no se hubieran expropiado los Proyectos; (b) los cambios favorables del mercado desde la apropiación se devenguen en beneficio de las Demandantes; y (c) se excluyan del cálculo las medidas en detrimento del valor adoptadas o permitidas por Venezuela con posterioridad a la apropiación.

202. El principio de reparación íntegra requiere el siguiente otorgamiento en beneficio de las Demandantes: (1) pérdidas históricas hasta la fecha del Laudo, por un importe de, al menos, USD

16.010 millones; (2) lucro cesante desde la fecha del Laudo hasta las fechas de vencimiento de los Convenios de Asociación, por un importe de, al menos, USD 5.276 millones; (3) intereses posteriores al Laudo, calculados sobre la base del costo de capital; (4) declaración de que el importe otorgado es neto de impuestos y no puede ser gravado impositivamente una vez más por Venezuela; (5) todos los costos del arbitraje incurridos por las Demandantes.

## 2. *La Posición de la Demandada*

203. La Demandada recuerda que la expropiación fue decretada en virtud del derecho de Venezuela y que el Tribunal concluyó que se cumplieron los requisitos de los Artículos 6(1) y (2) del TBI. Por lo tanto, la expropiación fue legal y plenamente eficaz. La conclusión del Tribunal de que no se había abonado compensación afecta una de las modalidades de la expropiación, pero no torna la ilegal. Por lo tanto, la compensación a la cual las Demandantes tienen derecho es la compensación que no percibieron al momento de la expropiación. Así, su compensación necesariamente debe fundarse en el valor de los Proyectos al momento de la apropiación por parte de Venezuela, y debe incluir un importe que represente las estimaciones de las ganancias y pérdidas futuras calculables de forma razonable en ese momento.

204. La Demandada invoca a Sir Ian Brownlie quien definió la distinción entre una expropiación ilícita solo *sub modo* y una ilícita *per se* en los siguientes términos:

Las distinciones prácticas entre una expropiación ilícita *sub modo*, es decir, únicamente si no se prevé compensación, y una expropiación ilícita *per se* pareciera que son las siguientes: la primera importa el deber de abonar compensación sólo por daños directos, es decir, el valor del bien, en tanto que la segunda comprende la responsabilidad por pérdidas indirectas (*lucrum cessans*); la primera confiere un título reconocido por tribunales extranjeros (y tribunales internacionales), mientras que la segunda no genera ningún título válido<sup>47</sup>. [Traducción del Tribunal]

205. La Demandada alega que, en virtud del Artículo 9(3) del TBI, este Tribunal - en cualquier caso - carecería de toda facultad para otorgar una indemnización de daños que exceda aquellos “causados” por el incumplimiento de una disposición del Tratado. Incluso en el supuesto de que existiera un incumplimiento por falta de pago o de una oferta concreta de compensación, no hay ninguna otra indemnización que resulte del incumplimiento excepto la compensación que debería haber sido abonada en el año 2007 con intereses.

206. La Demandada calcula la compensación - en virtud de la fecha de valuación del 26 de junio de 2007 y de las disposiciones de compensación de los Proyectos Petrozuata y Hamaca - en un

---

<sup>47</sup> Ian Brownlie, *Principles of Public International Law*, séptima edición. Oxford 2008, pág. 539 (R-124). La Demandada hace referencia, asimismo, a James Crawford, *Brownlie's Principles of Public International Law*, pág. 625 (R-631).

importe total de USD 471 millones, el cual, si el Tribunal así lo determina, podrá ser incrementado a fines del año 2016 por medio de la aplicación de un interés simple al monto de USD 515 millones, y a cualquiera de dichos importes se le deducirán los costos de la Demandada.

### 3. *Las Conclusiones del Tribunal*

207. El Tribunal considera innecesario aportar extensas citas del Fallo del caso *Chorzów*. No obstante, es útil recordar la *ratio decidendi* principal, aunque de la forma más concisa posible.

208. El Fallo de la Corte se fundó en “las normas de derecho internacional en vigor entre los dos Estados involucrados”. Los derechos de los individuos están “en un plano diferente”. El daño sufrido por un individuo “nunca es, por lo tanto, idéntico en su naturaleza al que sufrirá un Estado” (pág. 28) [Traducción del Tribunal]. Cabe agregar también que, cuando se hace referencia al Artículo 31 de los Artículos de la CDI (CL-85), las disposiciones sobre responsabilidad del Estado son “sin perjuicio de cualquier derecho que la responsabilidad internacional del Estado pueda generar directamente en beneficio de una persona o de una entidad distinta de un Estado” (Artículo 33(2)).

209. Respecto del principio aplicable en materia de daños, la Corte expresó que el daño sufrido por una de las dos compañías involucradas (denominada "Oberschlesische") es “equivalente al valor total - pero solo a dicho valor total - del bien y de los derechos de dicha Compañía” (pág. 31) [Traducción del Tribunal]. El principio que establece la obligación de efectuar una reparación es el complemento indispensable de no haber aplicado el convenio. Es “un elemento del derecho internacional positivo” (pág. 29)<sup>48</sup> [Traducción del Tribunal].

210. En el caso *Chorzów*, la Corte no se encontraba ante un reclamo de compensación relativo a una expropiación porque, conforme a las disposiciones aplicables de la Convención de Ginebra respecto de la región de Alta Silesia celebrada el 31 de mayo de 1922 entre Alemania y Polonia, no se permitía la expropiación ni a cambio de compensación. Por consiguiente, la reparación no era consecuencia de la aplicación de los Artículos 6 a 22 de la Convención de Ginebra, “sino de los actos contrarios a dichos artículos”, es decir, la desposesión (pág. 46) [Traducción del Tribunal].

211. La Corte observó que la compensación debida al gobierno alemán no se limita necesariamente al valor del emprendimiento al momento de la desposesión, más intereses a la fecha de pago. Si el gobierno polaco hubiera tenido derecho a expropiar y, por lo tanto, su acto ilícito hubiera

---

<sup>48</sup> El Tribunal en *Teinver* procuró hacerlo más preciso: “[e]l caso de la *Fábrica de Chorzów* no constituye la fuente del principio de reparación íntegra del derecho internacional consuetudinario, pero el tribunal en ese caso determinó que ese principio fue uno de los que habían sido establecidos por la práctica internacional”. *Teinver S.A. y otros c. La República Argentina*, Caso CIADI No. ARB/09/1, Laudo, 21 de julio de 2017, párr. 1089.

consistido simplemente en no haber abonado el precio justo por aquello que se expropió, la compensación se limitaría a dicho valor. Ello colocaría a Alemania en una situación “más desfavorable” que aquella en la cual Alemania estaría si Polonia hubiera respetado la Convención, es decir, si no hubiera procedido de la forma en que lo hizo. Esto sería “injusto”. Además, sería “equivalente a hacer que la liquidación lícita y la desposesión ilícita no puedan distinguirse en lo que respecta a sus resultados financieros” (pág. 47) [Traducción del Tribunal].

212. La distinción trazada por la Corte es aplicable, también, en otras situaciones. La expropiación llevada a cabo en forma legal excepto por la ausencia de compensación coloca a la parte perjudicada en una situación más desfavorable que aquella en la que estaría si no se hubiera llevado a cabo la expropiación. En el último caso, dicha parte gozaría del pleno beneficio del bien y de los derechos que fueran apropiados. En la primera situación, habría percibido una “justa compensación” en un importe que difiere del beneficio del goce permanente de todo aquello que fuera apropiado y, por lo general, es inferior a él.

213. Sin embargo, el presente caso es distinto. Sin dejar de adherir al razonamiento de la Corte, una expropiación llevada a cabo en forma legal excepto por la ausencia de compensación coloca a la parte perjudicada en una situación más desfavorable que aquella en la que estaría si dicha expropiación se hubiera llevado a cabo en cumplimiento de todos los requisitos legales. En efecto, la diferencia entre estas dos situaciones, que coloca a dicha parte en una situación más desfavorable, radica en la falta de pago de la compensación que la parte expropiante está obligada a abonar.

214. Tal diferencia no puede reducirse a una mera cuestión de intereses. Si la expropiación debía compensarse por referencia al precio de mercado a la fecha en la cual tuvo lugar, el valor de la compensación - en caso de que no se haya abonado - no se incrementa simplemente por un factor basado en la tasa de interés. En una fecha posterior, el valor del bien y de los derechos expropiados es diferente, por lo general por referencia a un precio de mercado superior. Dicha diferencia no guarda ninguna relación con los intereses. El valor de la inversión en una actividad comercial (que no consiste solo en depositar dinero en una cuenta bancaria) tiene características progresivas a lo largo de una línea que no puede compararse con la tasa de interés.

215. La Corte del caso *Chorzów* no se explayó sobre esta hipótesis. Simplemente comparó el caso real con la situación financiera de Alemania en un caso en el cual Polonia habría tenido el derecho a proceder a la expropiación, pero omitiendo abonar un precio justo. La cuestión principal aún sigue en pie: el inversionista o la parte perjudicada no debería recibir un tratamiento más desfavorable de parte del tribunal que decide la cuestión por medio de una “justa compensación”, más intereses, si tenía derecho a no ser expropiado sin una justa compensación determinada por referencia al valor de mercado al momento de la apropiación. Cuando dicha compensación constituía uno de los requisitos legales para llevar adelante la expropiación, el hecho de no proceder al pago

requerido torna ilícita la expropiación y produce las consecuencias financieras de la pérdida del bien y de los derechos que fueran apropiados.

216. La misma línea argumental es aplicable al Estado receptor que procede a la expropiación. Si la compensación fuera otorgada en un determinado momento posterior a la apropiación como “justo precio” por aquello que fue expropiado, más intereses, el Estado receptor sería tratado de manera más favorable que la situación en la cual enfrentaría una expropiación que no debería haber tenido lugar sin compensación. Si no hubiera habido expropiación, el inversionista habría gozado de los ingresos y del aumento del valor de mercado del bien y de los derechos. Si no se considerara dicho aumento en el valor, el resultado financiero no podría distinguirse de la situación en la cual la compensación hubiera sido abonada oportunamente en cumplimiento de los requisitos legales. Así, el Estado receptor podría aprovechar todos los importes financieros acumulados en la medida en que sean superiores a la tasa de interés que tendría que abonar sobre el “justo precio” determinado al momento de la apropiación. En palabras de la Corte, dicho resultado sería “injusto”.

217. En diversos laudos y escritos, se traza una distinción entre expropiaciones ilícitas y lícitas. Esta última expresión queda reservada para los casos en los cuales la expropiación cumple con los requisitos legales, pero no ofrece ninguna compensación o ella resulta insuficiente. En ocasiones, se utiliza el Fallo del caso *Chorzów* para respaldar esta terminología. La referida interpretación del Fallo del caso *Chorzów* se fuerza demasiado. La Corte no empleó el término expropiación “legal” o “lícita” para la situación en la cual el “acto ilícito” de quien realiza la expropiación (“su propio acto ilícito”) consiste simplemente en no haber abonado el precio justo de aquello que se expropió (pág. 47)<sup>49</sup> [Traducción del Tribunal]. En otra parte, la Corte observa que el pago de justa compensación habría tornado lícita la expropiación<sup>50</sup> - incluyendo, así, el requisito de compensación en el concepto de expropiación lícita, mientras que su omisión mantendría la ilicitud de la expropiación.

218. El *dictum* de Sir Ian Brownlie, que invoca la Demandada, no es pertinente. La propia argumentación de la Demandada no es tan estricta como pareciera ser la de Sir Ian, ya que la Demandada acepta considerar las proyecciones de ganancias futuras (*lucrum cessans*) que no están contempladas en el concepto de Sir Ian relativo a la expropiación ilícita *sub modo*. La Demandada agrega su propia interpretación a la declaración de Sir Ian, que omite citar en su totalidad y en contexto<sup>51</sup>. Cuando se leen las partes que preceden a la oración citada por la Demandante, resulta fácil comprender que Sir Ian no consideró el factor tiempo. No indicó que una expropiación sea lícita solo si se omite el pago de compensación efectiva y que permanezca así en el futuro. El

<sup>49</sup> En este sentido, la Corte utiliza la expresión “liquidación lícita”, « *liquidation licite* ».

<sup>50</sup> “para tornarla lícita, sólo habría faltado el pago de justa compensación” [Traducción del Tribunal] - « *à laquelle n'aurait manqué, pour être légitime, que le paiement d'une indemnité équitable* » (pág. 46, No. 123).

<sup>51</sup> Ian Brownlie, *Principles of Public International Law*, págs. 538/539 (R-124). La Demandada hace referencia, asimismo, a James Crawford, *Brownlie's Principles of Public International Law*, pág. 625 (R-631), donde no se menciona ninguna demora en el pago de compensación.

ilustrado autor consideró únicamente la situación al momento de la apropiación. Además, cuando hace referencia a una expropiación sin compensación, utiliza, de hecho, la expresión “ilícita *sub modo*” (en contraposición a una expropiación ilícita *per se*). [Traducción del Tribunal] Así, incluso cuando se la considere *sub modo*, dicha expropiación es, no obstante, y en opinión de Sir Ian, “ilícita”. La “Regla de Compensación” de Sir Ian confirma la distinción en los siguientes términos:

La expropiación del bien ajeno es lícita si se ofrece una compensación pronta, adecuada y efectiva. En principio, por lo tanto, la expropiación - como ejercicio de competencia territorial - es lícita, pero la regla de compensación (en esta versión) torna contingente la legalidad<sup>52</sup>. [Traducción del Tribunal]

219. En realidad, la terminología correcta no es relevante, si bien puede observarse que el uso de la expresión “expropiación lícita” no pareciera ser el más apropiado cuando implica la omisión de uno de los elementos esenciales de la expropiación - la compensación. En todo caso, se debe hacer hincapié en el significado de dicho término ya que se utiliza en diversos laudos. En efecto, debería significar que el inversionista que sufrió la expropiación que fuera “lícita” (excepto por no haberse realizado el pago de la compensación) no tiene derecho a reclamar más que el pago por parte del Estado receptor de una compensación que refleja el valor de mercado de la inversión al momento de la expropiación, más intereses devengados hasta la fecha de pago.

220. Así, el Tribunal en *Tidewater* concluyó que “la indemnización por una expropiación lícita es la indemnización justa representada por el valor de la empresa en el momento de la expropiación y la reparación en el caso de una expropiación ilícita es la restitución en especie o su equivalente monetario”<sup>53</sup>. El Tribunal en *Mobil* señaló que “el mero hecho de que un inversor no haya recibido compensación no convierte en sí mismo a una expropiación en ilegal”<sup>54</sup>.

221. En muchos casos, la diferencia entre una compensación determinada al momento de la expropiación y el cálculo de daños que resulta de la falta de dicho pago en ese momento carece de consecuencias o tiene consecuencias limitadas. En efecto, el cálculo de la justa compensación que debe abonar el Estado receptor se basa por lo general en el valor de mercado o en conceptos similares que incluyen el análisis de ingresos y costos futuros. Así, el resultado puede asemejarse con frecuencia a un cálculo de los ingresos y gastos reales acumulados al momento del laudo. Ello

---

<sup>52</sup> Brownlie, *ibidem*, págs. 533/4.

<sup>53</sup> *Tidewater Investment SRL, Tidewater Caribe, C.A. c. La República Bolivariana de Venezuela*, Laudo, 13 de marzo de 2015, párr. 142 y párrafos subsiguientes 130-146, 159-163 (R-642). El Tribunal observa en un cierto punto que la expropiación que solo carece de justa compensación debe considerarse una “expropiación provisionalmente lícita” (párr. 141). Sin embargo, para eliminar la calidad de “provisional”, el simple otorgamiento de la compensación no resulta suficiente. Y el Tribunal no tiene la facultad de realizar una declaración que no le fuera solicitada por las demandantes.

<sup>54</sup> *Mobil Corporation, Venezuela Holding, B.V. y otros c. La República Bolivariana de Venezuela*, Caso CIADI No. ARB/07/27, Laudo, 9 de octubre de 2014, párr. 301 (CL-348).

explica por qué diversos laudos no admiten debate alguno acerca del momento adecuado para calcular los daños, indicando, simplemente, que el inversionista tiene derecho a percibir el pago de la compensación que no recibió cuando se realizó la expropiación, más intereses. Las distinciones que se deben realizar en ocasiones se diluyen aún más cuando se indica que el inversionista debe percibir la compensación como si se le debería haber abonado al momento de la expropiación, si bien diversos elementos particulares de ingresos y costos se cuantifican luego por referencia a valores más recientes o reales.

222. Otros casos son diferentes, y la situación del presente caso también lo es.

223. El Artículo 6 de TBI está organizado en tres partes, cada una de las cuales representa una condición que se debe satisfacer para que una expropiación sea admisible conforme al TBI. La asignación de una “justa compensación” es uno de esos requisitos. Tal como el Tribunal concluyera y explicara en su Decisión Interlocutoria de 2017, la Demandada no cumplió con este requisito. Por lo tanto, no se ha satisfecho uno de los tres requisitos aplicables de forma conjunta, y se ha violado el Artículo 6 de TBI. Dicho acto ilícito exige la reparación de las pérdidas de las Demandantes.

224. En virtud del reconocido principio consagrado en el Fallo del caso *Chorzów*, “la reparación, en la medida de lo posible, debe eliminar todas las consecuencias del acto ilegal y restablecer la situación que, en toda probabilidad, habría existido si dicho acto no se hubiera cometido” (pág. 47) [Traducción del Tribunal]. Suponiendo que la restitución en especie no es posible, el importe de la compensación debería reflejar el valor que tendría una restitución en especie y una indemnización por pérdidas sufridas que de lo contrario no estarían cubiertas. La desposesión importa la obligación de restituir el emprendimiento y, si ello no fuera posible, el pago de su valor al momento de la indemnización. A esta obligación se le debe adicionar la compensación de las pérdidas sufridas como resultado de la confiscación. Así, la reparación implica la sustitución del pago del valor del emprendimiento por la restitución (pág. 48). La Corte agregó que estos principios no son aplicables “en el caso de una expropiación propiamente dicha” (pág. 48) [Traducción del Tribunal].

225. Cuando impartió instrucciones a los peritos en respuesta a su consulta sobre la valuación a realizar, la Corte *Chorzów* solicitó el valor del emprendimiento destinado a la fabricación de productos de nitrato a la fecha de la desposesión y los resultados financieros del presente (ganancias y pérdidas). Esta cuestión debía contemplar el valor pecuniario, tanto del objeto del emprendimiento como de cualquier ganancia probable (“*lucrum cessans*”) que se habría devengado entre la toma de la posesión y el dictamen del perito<sup>55</sup>. Si bien la Corte observa que se debe tener en cuenta que estos principios son diferentes de aquellos aplicables en el caso de una expropiación, puede concluirse que cuando se analiza la “eliminación” de todas las consecuencias de una expropiación

---

<sup>55</sup> Págs. 51-53, No. 136, 141.

ilícita, se debe analizar la situación del inversionista como, en toda probabilidad, habría existido en caso de que dicha apropiación ilícita no hubiera ocurrido [Traducción del Tribunal].

226. Si ello no se aceptara y el derecho a la compensación se limitará al importe de la “justa compensación” a la que hace referencia el Artículo 6(c) del TBI, no habría ninguna reparación del ilícito cometido por la Demandada. La compensación resultante simplemente se diferiría del mes de julio de 2007 a la fecha del presente Laudo, más intereses. No se impondría ninguna sanción al incumplimiento manifiesto de la disposición del Artículo 6(c) del TBI, que supone un incumplimiento del Artículo 6 en su totalidad cuando prohíbe la expropiación en la medida en que no se dé cumplimiento a una de las tres condiciones pertinentes. Mientras tanto, en el período comprendido entre la apropiación y el dictado del presente Laudo, los Proyectos funcionarían como fuera decidido por el Gobierno de Venezuela, percibiendo todos los beneficios que de ellos deriven, en particular, cuando se tiene en cuenta el aumento en los precios del petróleo. Ello no es lo que dispone el TBI ni lo que permite el derecho internacional.

227. La consecuencia de la expropiación ilícita y el propósito de la reparación consisten en resarcir a las Demandantes. Si la reparación consistiera únicamente en ofrecer una compensación tal como se debía abonar al momento de la apropiación, más los intereses correspondientes, las Demandantes se verían privadas de la diferencia entre el valor de mercado estimado a ese momento y el beneficio de los Proyectos efectivamente devengados desde la expropiación, la fecha del presente Laudo y, en lo sucesivo, hasta el final de la vida útil de los Proyectos. Así, la Demandada obtendría, por medio de la expropiación, las ganancias a disposición de las Demandantes a través de los Proyectos por encima del rango del valor de mercado que serviría como referencia para la determinación de la “justa compensación” al momento de la apropiación. Nunca se abonaría compensación alguna por esta parte de la expropiación. Dicho resultado queda implícito en el mecanismo de compensación dispuesto por el Artículo 6(c) del TBI, siempre que el pago tenga lugar de forma simultánea. Si dicha compensación se difiere o no se hace efectiva, el Estado expropiante aceptaría ambas cuestiones: no se da cuenta del valor de mercado a la fecha de la apropiación, y el valor total real y futuro de los Proyectos desde dicha fecha se devenga en favor del Estado. En tales circunstancias, resarcir plenamente a las Demandantes significa que la “justa compensación” valorada al momento de la expropiación no se puede lograr.

228. El Tribunal agrega que la identificación correcta del recurso en caso de violación del TBI debería respetar el objeto y fin del TBI ya que ello debe ser aplicable a las disposiciones del TBI en materia de protección de inversiones en general. Si la “justa compensación” se determina en virtud de la fecha de la expropiación, y se considera una tasa de interés simple, el Estado receptor obtendría una clara ventaja de su apropiación, tal como ocurre en el presente caso. Así, dicha interpretación redundaría en un incentivo para que los Estados receptores procedan a la expropiación de inversiones y al diferimiento del pago de la compensación hasta una fecha futura incierta. Este

enfoque haría fracasar el fin de la “protección de las inversiones” que constituye el objeto del TBI tal como dispone su Preámbulo.

229. El enfoque que considera la rentabilidad futura de los Proyectos exige una aclaración adicional respecto de la fecha en la cual se deben determinar los valores relativos a los Proyectos. La expropiación que consiste en una única apropiación se valora a la fecha de dicha apropiación. Sin embargo, ello es correcto solo por referencia a dicha fecha en particular. A medida que el tiempo transcurre, los valores cambian. Los ingresos pueden aumentar, los costos surgen de forma diferente, y los impuestos pueden incrementarse. En el presente caso, el aumento de los precios del petróleo constituye el factor principal que orienta el debate sobre la determinación de la fecha de valuación apropiada. Ello condujo a que, en su Decisión de 2013, este Tribunal determinara que esa fecha debe ser la fecha del presente Laudo.

#### D. Fecha y Método de Valuación

230. En el marco de la diferencia entre las Partes, la cuestión consiste en determinar si los elementos relevantes para el cálculo de daños (con inclusión de ingresos, costos, impuestos, entre otros) son aquellos aplicables o conocidos al momento de la expropiación, o aquellos al momento en el cual se debe decidir acerca de los daños devengados hasta esa fecha y los que surjan a partir de la fecha referida. Esta es la razón por la cual las Partes no se han puesto de acuerdo en adoptar una valuación *ex ante* o una valuación *ex post*. La cuestión está estrechamente vinculada al estándar de compensación aplicable. Si la compensación de las Demandantes constituye aquello que no percibieran al momento de la expropiación, el valor de la pérdida debe considerarse *ex ante*, a la fecha de la apropiación, con una estimación a ese momento de las ganancias, las pérdidas y los costos, así como de otros elementos relevantes que surgieran en el futuro. Por otro lado, si las Demandantes tienen derecho a percibir compensación por la totalidad de los ingresos y ganancias netas que habrían percibido si el Proyecto no se hubiera expropiado, la valuación debe realizarse contemplando todos los datos reales (históricos) y futuros disponibles, lo que deriva en una valuación que hace hincapié en la cuestión desde el punto de vista *ex post*.

##### 1. *La Posición de las Demandantes*

231. En consonancia con el derecho establecido, se deduce que el derecho de las Demandantes a la reparación íntegra tiene como consecuencia necesariamente que la fecha de valuación debe ser la fecha del Laudo.

232. Debido a las mejores condiciones de mercado, los tres Proyectos han aumentado su valor con posterioridad a la confiscación. Las Demandantes tienen derecho a gozar de los beneficios de esas mejores condiciones de mercado; habrían obtenido tales beneficios si no se hubieran expropiado los Proyectos de forma ilegal. Las consecuencias de la mala administración de los Proyectos

por parte de PDVSA no pueden considerarse en la valuación, dado que ello no habría ocurrido en el escenario “contrafáctico”.

233. El Tribunal determinó previamente que la fecha de valuación es la fecha del Laudo. En consecuencia, la valuación del Tribunal debería considerar las tendencias del mercado posteriores a la expropiación que hayan aumentado el valor de los Proyectos. Por consiguiente, y en opinión de las Demandantes, lo que queda por calcular consiste en (a) los flujos de caja históricos perdidos: flujos de caja no percibidos de los Proyectos entre la fecha de la apropiación (26 de junio de 2007) y la fecha del Laudo del Tribunal, con aplicación de un factor de capitalización que actualiza los flujos de caja históricos perdidos al valor actual; (b) el valor del patrimonio neto de las inversiones a la fecha de valuación: flujos de caja perdidos desde la fecha del Laudo hasta la fecha de finalización de los Convenios, calculados con el método DCF para reducir dichos flujos de caja futuros al valor actual; (c) intereses posteriores al laudo sobre todos los importes otorgados desde la fecha del Laudo hasta la fecha de pago; y (d) costos del arbitraje.

## 2. *La Posición de la Demandada*

234. En opinión de la Demandada, no hay ningún fundamento para apartarse de la fecha de valuación del Tratado. Esta fecha se define en el Artículo 6(c) que dispone que el valor de mercado al cual se debe hacer referencia es la fecha “inmediatamente antes de tomarse las medidas o antes de que las medidas inminentes se hagan del conocimiento público, cualquiera que ocurra antes”. Sin embargo, incluso si el Tribunal pudiera apartarse del estándar del Tratado y considerar el derecho internacional consuetudinario, el resultado sería exactamente el mismo.

235. En este sentido, la Demandada alega que la fecha de valuación habitual en casos de expropiación es la fecha de desposesión y que la fecha de valuación no se modifica si la expropiación es tal que, “para tornarla lícita, sólo habría faltado el pago de justa compensación”, tal como se indicó en el caso *Chorzów Factory*<sup>56</sup> [Traducción del Tribunal]. Las autoridades, incluso la presente decisión, dejaron en claro que cuando el único fundamento para la ilicitud es la falta de pago de compensación, la fecha de valuación sigue siendo la fecha de desposesión porque los daños se calculan en función del importe de la compensación que se debería haber abonado en dicha fecha, más los intereses devengados hasta la fecha de pago.

236. La Demandada, invocando la declaración de Sir Ian Brownlie citada *supra*, alega que la fecha de valuación, en caso de una expropiación que, en el peor de los casos, constituye solo ilicitud *sub modo*, y no *per se*, es la fecha de desposesión porque la indemnización de daños por dicha expropiación comprende el valor del bien expropiado a esa fecha, más los intereses devengados hasta la fecha de pago.

---

<sup>56</sup> Cita el Fallo dictado en *Chorzów*, pág. 46.

237. La Demandada explica que las valuaciones *ex ante* tienen en cuenta la información relativa a la producción, los costos y los precios que se consideran relevantes a la fecha de valuación del año 2007. El enfoque de las Demandantes respecto de dicha valuación no difiere. La diferencia entre las valuaciones de las Partes resulta de su discrepancia en las proyecciones de producción *ex ante*, porque las Demandantes tienen una visión mucho más optimista de la condición del yacimiento Petrozuata y del mejorador Hamaca que la Demandada a la fecha de valuación de 2007. Si bien se supone que la valuación *ex post* se basa en aquello que efectivamente ocurrió en los Proyectos con posterioridad a la nacionalización del año 2007, las Demandantes evitan considerar datos *ex post* en detrimento del valor, presentando, así, una valuación híbrida que no guarda relación con los hechos. La Demandada observa que, cuando el Tribunal analice lo que ocurrió realmente, no puede ignorar las tendencias negativas en los Proyectos en términos tanto de producción como de costos.

### 3. Las Conclusiones del Tribunal

#### a. Las posiciones de las Partes

238. El Tribunal observa que, si bien las Partes presentan sus respectivas posiciones con argumentos sólidos, no siempre son consistentes.

239. El enfoque de valuación *ex post* de las Demandantes requeriría, en teoría, considerar todos los datos disponibles en materia de producción, costos y otros factores económicos de relevancia a la fecha real y trasladar los datos hasta la fecha de la decisión. Ello no es lo que siempre han hecho y tampoco es lo que han hecho sus peritos. Así, consideran los pronósticos de producción previos a la expropiación como fuentes adecuadas para determinar la producción de petróleo en el escenario contrafáctico. La Demandada señaló la preferencia de las Demandantes por identificar los costos en función de los costos devengados y proyectados con anterioridad a la fecha de expropiación, alegando que los costos alegados por la Demandada no eran *in totum* confiables ni convincentes; aquí, una vez más, dicho enfoque se asemeja a adoptar de manera súbita una valuación *ex ante*, mientras que el enfoque *ex post* habría requerido un análisis más riguroso de las pruebas presentadas por la Demandada respecto de los costos en los que incurriera desde el mes de junio de 2007.

240. Por otro lado, la Demandada tampoco lleva adelante de forma consistente una valuación *ex ante* que, según alega, debería ser la única relevante para este Tribunal. Dicha valuación requeriría considerar todos los hechos tal como ocurrieron a la fecha de la expropiación, incluidas las proyecciones futuras sobre la base de los mejores conocimientos disponibles en ese momento. En otras palabras, el enfoque debería ser aquel que adoptara un comprador razonable en ese preciso momento y nada más. La valuación correcta a la fecha de expropiación no utilizaría las cifras de producción del año 2008 ni los pronósticos confeccionados por el Sr. Figuera en el año 2009, que

proyectan la recuperación de 653 millones de barriles de EHCO – mucho menos de lo esperado por las Partes con anterioridad a la expropiación<sup>57</sup>. Una valuación *ex ante* requeriría que no se tomen en cuenta los costos e impuestos que no podrían haberse previsto de forma razonable al momento de la apropiación. Ello no siempre se hizo por motivos que uno podría comprender con cierta facilidad, pero, sin embargo, este enfoque no es consistente con un cálculo *ex ante*. Lo mismo ocurre con los gastos adicionales por la locación de la Instalación de Procesamiento Interina (IPF, por sus siglas en inglés) en el período comprendido entre los años 2007 y 2012 en Corocoro<sup>58</sup>. Por último, un hecho que tuviera lugar antes de la fecha pertinente para la observación *ex ante* (es decir, el 26 de junio de 2007) debe ser idéntico al mismo hecho evaluado desde una perspectiva *ex post*. Por ejemplo, cuando la capacidad del mejorador se estima superior al OSF del 90% en el año 2006, tal como fuera observado a la fecha de la expropiación, esta cifra no puede convertirse en 75% simplemente porque en años subsiguientes se proporcionó otra información que se incluyó en la valuación *ex post*<sup>59</sup>. La mejor prueba debe ser la misma desde ambas perspectivas cuando se relaciona con un hecho anterior al momento *ex ante*.

241. De hecho, independientemente de que uno adopte una postura fundada en principios de valuación *ex ante* o *ex post*, ninguno de estos enfoques puede desarrollarse según su propia lógica. Hay dos factores principales que lo explican. (1) La presión de los datos reales, por lo general, prevalece. Con frecuencia, no hay razón para fundarse en hechos hipotéticos que han demostrado ser erróneos. (2) Por otra parte, hay situaciones en las cuales los datos reales no están disponibles o no son confiables, con lo cual no hay ninguna otra alternativa sino considerar las proyecciones que fueron elaboradas minuciosamente y acordadas por los actores involucrados en el momento pertinente con anterioridad a la expropiación.

242. Los peritos de la Demandada presentaron un artículo que explica el funcionamiento de los dos métodos de valuación y la cuestión que los divide<sup>60</sup>. En opinión del autor, en un análisis *ex ante*, todos los daños proyectados con posterioridad a la fecha del incumplimiento son descontados a valor actual hasta la fecha del incumplimiento para arribar a un monto de indemnización a dicha fecha; luego se aplican los intereses correspondientes. En un análisis *ex post*, los daños proyectados

---

<sup>57</sup> Cf. Escrito Final sobre la Cuantía de la Demandada, párrs. 113, que utiliza las cifras proporcionadas por Figuera, Testimonio, 22 de julio de 2009, párrs. 26-30, que se fundaban parcialmente en información real para los años 2008 y 2009. El mismo enfoque se adoptó para Hamaca. En la Audiencia de septiembre de 2017, el Abogado de la Demandada admitió que no presentaban proyecciones *ex ante* junto con las cifras reales presentadas para el segundo semestre de 2007 y para el año 2008 - TR-S, Audiencia de septiembre de 2017, Día 17, págs. 4681:16-4682:10 (Preziosi).

<sup>58</sup> Cf. Escrito Final sobre la Cuantía de la Demandada, párrs. 174, 182-188.

<sup>59</sup> Cf., *ibidem*, párrs. 139, 345.

<sup>60</sup> Stephen L. Buffo, *Readings from the Book of Wisdom: Ex Post versus Ex Ante Damages*, Stout, Risius Ross 2014, Brailovsky/Flores, Apéndice 392. Los peritos hacen referencia a este artículo a efectos de explicar qué implicaría la valuación *ex post*, pero no analizan la definición de la valuación *ex ante*, ni la comparación que hace el autor de ambos métodos. Cf. Actualización de la Valuación, 18 de marzo de 2016, párr. 41; Réplica a la Actualización de la Valuación, 21 de abril de 2016, párr. 19.

se calculan a valor actual a la fecha del juicio. Para aquellos daños comprendidos entre la fecha del incumplimiento y la fecha del juicio (los daños del período intermedio), se aplica un factor de valor tiempo del dinero hasta la fecha del juicio; y los daños proyectados con posterioridad a la fecha del juicio (los daños posteriores al período intermedio) son descontados a valor actual a la fecha del juicio. El desafío de un análisis *ex ante* radica en que el hecho de no considerar información posterior puede hacer que se ignoren artificialmente los efectos reales para la demandante que, si se consideraran, derivarían en una estimación más precisa de las pérdidas de la demandante. Por el contrario, el enfoque *ex post* procura efectivamente colocar a la demandante en la posición en la que habría estado a la fecha del juicio si las acciones de la demandada no hubieran ocurrido. Al momento de evaluar ambos enfoques, se debería considerar el efecto de los sucesos del período intermedio en la demandante. Dependiendo de si los factores económicos predominantes afectaron de forma positiva o negativa la conducta de la demandante, esta última estaría en una situación mejor o peor en función de la opción *ex post*, y ocurriría lo contrario en el caso de considerar hechos *ex ante* únicamente. Por lo tanto, la cuestión consiste en determinar si la demandada no debería asumir el riesgo de la incertidumbre generada por el acto. Si la demandada no obtuvo beneficios como resultado del acto, es probable que el argumento de que la demandante pueda ser compensada en exceso por medio del análisis *ex post* no tenga mucho peso<sup>61</sup>. Sin embargo, puede que el otorgamiento de daños que coloca nuevamente a la demandante en su situación económica a la fecha del perjuicio, pero que deja beneficios a la demandada como resultado de su acción, no sea apropiado y no desaliente futuros actos ilícitos.

243. La comparación entre ambos métodos de valuación que constituyen el eje central de la controversia entre las Partes demuestra que no puede adoptarse uno ni el otro sin realizar varios ajustes. Los elementos legales deben considerarse en mayor profundidad.

b. Los factores temporales apropiados

244. En su Decisión de 2013, el Tribunal señaló que el monto de la compensación pagadera respecto de la apropiación ilícita de una inversión no debía determinarse en virtud del Artículo 6(c) del TBI. Esta disposición establece una condición a la cual se debe dar cumplimiento si la expropiación satisface el Artículo 6 en todos los demás aspectos. Sobre la base de los principios y autoridades que había consultado, el Tribunal concluyó que, si la apropiación es ilícita, la fecha de valuación es la fecha del laudo.

---

<sup>61</sup> De todos modos, en tal caso, la pérdida debe permanecer con el Estado receptor que lleva a cabo la expropiación. El inversionista no debería percibir menos que el inversionista que fuera afectado por una expropiación en pleno cumplimiento del TBI. Cf., por ejemplo, *Siemens A.G. c. La República Argentina*, Caso CIADI No. ARB/02/8, Laudo, 6 de febrero de 2007 (CL-43), que concluye que la demandante tenía derecho no solo a percibir el valor de su empresa a la fecha de la expropiación, sino también cualquier otro valor superior que la empresa hubiera obtenido hasta la fecha del laudo, más los daños indirectos (párr. 352).

245. El Artículo 6(c) del TBI rige la compensación que el Estado que procede a la expropiación debe abonar al momento de la apropiación. No versa sobre las consecuencias de su incumplimiento. Si se alegara que el Artículo 6(c) continúa siendo aplicable y rige las reclamaciones de las Demandantes en materia de reparación, ello significaría que dicha disposición sigue rigiendo la compensación con la mera adición de intereses. Ello no está establecido en la disposición, que hace referencia únicamente al valor de mercado al momento de la apropiación. El texto no hace referencia alguna a la posibilidad de que el Artículo 6(c) continúe siendo aplicable en el futuro y en los años sucesivos a efectos de calcular la compensación del inversionista, a la cual solo se le suman los intereses.

246. La expropiación produce el efecto de transferir el valor de mercado de los Proyectos al Estado receptor. De forma simultánea, y de conformidad con el Artículo 6(c), la justa compensación debe abonarse a los inversionistas por referencia al mismo valor de mercado. Así, ambas partes se encuentran fundamentalmente en igualdad de condiciones. Si no se abona la compensación, el Estado receptor adquiere los Proyectos a su valor de mercado, más las ganancias futuras, mientras que los inversionistas se quedan con el valor de mercado que los Proyectos tuvieron en el pasado.

247. Si no se abonó la compensación, la valuación *ex ante* que presupone que el pago se realiza en la fecha de expropiación y calcula los intereses de allí en más, tendría como consecuencia el aprovechamiento por parte del Estado de cualquier diferencia entre las ganancias reales del negocio y los intereses. En efecto, el Artículo 6(c) dispone que el pago se realice en la fecha de expropiación, sin ninguna otra alternativa ni cláusula de escape. Si no se abonó la compensación en el momento estipulado, la pérdida debe determinarse independientemente de dicha disposición, y el Estado receptor debe abonar la compensación correspondiente. Ninguna disposición establece que dicha pérdida suponga simplemente el pago de intereses.

248. La valuación *ex ante* tiene sentido solo si redundando en un pago *ex ante*. La hipótesis de un comprador razonable que considera la adquisición de los Proyectos, tal como fuera presentada por la Demandada, consiste en un comprador que adquiere los Proyectos el mismo día de la desposesión de las Demandantes de dichos Proyectos y que abona el importe correspondiente en esa fecha. El comprador razonable que difiere su adquisición para otro momento futuro reconsiderará el valor de mercado de los Proyectos a dicho momento y abonará el importe que corresponda al valor de mercado real. Como los precios oscilan, de forma ascendente y descendente, el comprador no sugerirá fijar el precio sobre la base de un análisis *ex ante* (con más intereses), y ningún vendedor aceptaría concretar la operación en función de ello.

249. Las Directrices del Banco Mundial relativas al tratamiento de la inversión extranjera directa no pueden interpretarse de otra manera. En su Capítulo IV, se menciona el pago de la compensación pertinente como uno de los factores que permiten que el Estado pueda expropiar una inversión extranjera privada. Cuando se indica que dicha compensación debe ser adecuada, efectiva y pronta,

ello siempre significa que el pago se realiza en el mismo momento que la apropiación. Si una “empresa en marcha” está involucrada, se deben incluir en el cálculo los ingresos futuros que podrían esperarse con certeza razonable en el transcurso de su vida útil; ello debe suponer una evaluación al momento de la expropiación. Si la compensación debe considerarse en una etapa ulterior, los hechos reales o históricos prevalecerían con seguridad respecto de cualquier proyección previa relativa a la vida útil de la empresa en el futuro. De forma similar, cuando se supone que un comprador interesado considerará características específicas de la inversión “incluso el período durante el cual ha existido”, ciertamente se deberá actualizar este elemento específico al valor actual si la adquisición no tuvo lugar en el momento previsto, es decir, en la fecha de la expropiación. No hay ningún fundamento para intentar interpretar que las Directrices confirman que la valuación de la inversión expropiada se establece, en todos los casos, en la fecha de la expropiación.

250. Si el pago no se efectúa en la fecha de la expropiación y se difiere para una fecha posterior, más los intereses correspondientes, aquel que lleva a cabo la expropiación obtiene beneficios diarios de la diferencia entre las ganancias que resultan de la operación de los Proyectos (que representa la inversión que hubiere sido expropiada) y los intereses aplicables. La valuación *ex post* corrige el trato desigual que deriva de dicho cálculo, porque contempla un pago que incluye las ganancias que resultan de la inversión que hubiere sido expropiada por el Estado sin la carga del financiamiento de su valor.

251. Proceder en ese sentido significa que el Estado receptor obtenga los beneficios del valor de la inversión por encima de los términos legales cuando debería haber abonado la compensación. El propósito de la disposición de compensación radica en resarcir plenamente al inversionista en términos de valores de mercado equitativos al momento del pago. Si dicho pago no se realiza y se difiere para una fecha posterior, se debe determinar necesariamente una vez más por referencia al valor de mercado vigente en ese momento. Por lo tanto, ello equivale a una valuación *ex post*.

252. Por ejemplo, y a título ilustrativo, cuando una industria de producción de petróleo tiene un valor de mercado de USD 10.000 millones al momento de la expropiación y genera el 10% de ganancias netas, el Estado receptor - cuando no abona la compensación y espera que la decisión se emita algunos años más tarde sobre la base de la valuación *ex ante* (es decir, 10.000 millones) - percibiría USD 1.000 millones por año como resultado de una inversión que no realizó por sí mismo, dejando a los inversionistas con intereses de 300 millones (3%) y al Estado con una ganancia neta de 700 millones. De hecho, los inversionistas sufrirán una pérdida ya que los costos de financiamiento de la inversión de USD 10.000 millones (aún en manos del Estado receptor) son significativamente superiores a la tasa de interés del 3%. Así, el Estado receptor percibe un importe superior al valor de mercado que la inversión tenía al momento de la expropiación. Dicha extensión de la apropiación carece de fundamento conforme a las disposiciones del Artículo 6 del TBI.

253. Cuando se consideran los hechos que tuvieron lugar con posterioridad a la expropiación, y antes o después del Laudo, es probable que se cuestione la pertinencia de la información disponible en su relación causal con la situación de los Proyectos tal como existían al momento de la expropiación. La reparación debe restablecer a las Demandantes en la situación que habría existido, “en toda probabilidad”<sup>62</sup>, si la expropiación no hubiera tenido lugar. En este aspecto, la valuación *ex post* está vinculada a la situación *ex ante* en virtud de la cual se llevaban a cabo los Proyectos al momento de la expropiación. Dicha vinculación no puede reducirse a una mera condición de previsibilidad. Los hechos podrían ser relevantes para la evaluación del escenario contrafáctico incluso si no fueran previsibles al momento de la apropiación, en la medida en que puedan evaluarse con una certidumbre razonable como consecuencias de la situación inicial al momento de la apropiación. Se debe poder ubicar a estos hechos en una sucesión de acontecimientos que, aunque no fueran previsibles en un momento anterior, no obstante, se presentan como una situación que, en virtud de una perspectiva razonable, pareciera como una consecuencia posible de la expropiación y la pérdida representada por la apropiación de los Proyectos de las Demandantes<sup>63</sup>.

254. El enfoque *ex ante* calcula los ingresos devengados desde la fecha del incumplimiento con base en proyecciones. Luego, dichos ingresos se descuentan a la fecha del incumplimiento. Esta es la posición de la Demandada, utilizando una tasa del 19,8%. En comparación con los hechos reales, ello produce el efecto de reducir la compensación de dos maneras, a saber, (1) los ingresos que se devengan en el futuro por sobre las cifras proyectadas benefician al Estado, y (2) en la medida en que la tasa de descuento sea superior a la tasa de interés, la diferencia positiva se devenga también en favor del Estado receptor. Dicho enfoque desconoce artificialmente cualquier consecuencia para las Demandantes en el futuro que, si fuera considerada, derivaría en una estimación más precisa de las pérdidas de las Demandantes. Ello es precisamente lo que hace la valuación *ex post*.

255. Contrariamente a lo sugerido, la opinión relativa a que la expropiación incompatible con el TBI por el solo hecho de la falta de pago de compensación exige una valuación a la fecha de la expropiación no es tan ampliamente aceptada como suele alegarse<sup>64</sup>.

256. En algunos casos, se adoptó esta solución salvo por motivos diferentes de la denominada naturaleza “jurídica” de la expropiación que simplemente carece de compensación. En el caso del

---

<sup>62</sup> Fallo dictado en *Chorzów*, págs. 47, 53.

<sup>63</sup> Cf. también el Laudo del 7 de febrero de 2017 en *Burlington Resources, Inc. c. República de Ecuador*, Caso CIADI No. ARB/08/5, párr. 333, que, sin embargo, utiliza la previsibilidad como factor preponderante si bien declara correctamente que el daño sufrido debe haber sido causado por el acto ilícito. Se puede encontrar el mismo razonamiento en *Quiborax S.A. y Non Metallic Minerals S.A. c. Estado Plurinacional de Bolivia*, Caso CIADI No. ARB/06/2, Laudo, 16 de septiembre de 2015 (R-577), párrs. 382/383.

<sup>64</sup> Para una descripción general de la jurisprudencia, véase Steven R. Ratner, *Compensation for Expropriations in a World of Investment Treaties: Beyond the Lawful/Unlawful Distinction*, *American Journal of International Law* 2017 págs. 7 y ss., 15-18.

Laudo del caso *Crystallex*<sup>65</sup>, las partes acordaron que la fecha de valuación adecuada debería ser la fecha de expropiación. Ello constituyó también el fundamento para la misma solución del Tribunal en *Saint-Gobain*<sup>66</sup>, con el elemento adicional de que, en ese caso en particular, dicha valuación generaba un valor superior al que se obtenía con la valuación a la fecha del laudo.

257. En otros laudos, simplemente se consideró la compensación como una de las condiciones para una expropiación que el TBI no prohíbe, como consecuencia de lo cual, si no se abonó la compensación, se incumplió uno de los requisitos del Tratado, hecho que deriva en una expropiación ilícita como si no se hubieran cumplido cualquiera de los demás requisitos. En consecuencia, el Laudo dictado en *Crystallex* reza lo siguiente:

Quando un tratado exige varias condiciones cumulativas para que una expropiación se considere lícita, los tribunales de arbitraje parecen entender de manera uniforme que la falta de observancia de cualquiera de estas condiciones implica una violación de la disposición sobre expropiación<sup>67</sup>.

El Tribunal concluyó, luego, lo siguiente:

En estas circunstancias, el Tribunal solo puede concluir que Venezuela violó el Artículo VII(1) del Tratado, puesto que ni se le pagó ni se le ofreció una compensación “pronta, adecuada y efectiva” a *Crystallex*<sup>68</sup>.

El Tribunal de *Crystallex* hizo referencia a otros siete laudos que consideraban la ausencia de pago de justa compensación como un incumplimiento de las disposiciones pertinentes en materia de

---

<sup>65</sup> *Crystallex International Corporation c. República Bolivariana de Venezuela*, Caso CIADI No. ARB(AF) 11/2, Laudo, 4 de abril de 2016, párr. 854.

<sup>66</sup> *Saint-Gobain Performance Plastics Europe c. República Bolivariana de Venezuela*, Caso CIADI No. ARB/12/13, Decisión sobre Responsabilidad y Principios en Materia de Cuantificación de Daños, 30 de diciembre de 2016, párrs. 611-614 (R-655).

<sup>67</sup> *Crystallex International Corporation c. República Bolivariana de Venezuela*, Laudo, 4 de abril de 2016, párr. 716.

<sup>68</sup> *Ibidem*, párr. 717.

expropiación contempladas en el TBI aplicable<sup>69</sup>. Los Laudos dictados en *Quiborax*<sup>70</sup>, *Tenaris*<sup>71</sup> y *Burlington*<sup>72</sup> pueden incorporarse a este listado. Este Tribunal se ha pronunciado en este sentido en su Decisión Interlocutoria.

258. El Tribunal de *Tidewater* adoptó una postura firme en cuanto a la necesidad de realizar una valuación *ex ante* al momento de la expropiación en caso de una denominada expropiación “lícita” a la que solo le falta justa compensación<sup>73</sup>. En dicho caso, la valuación y la compensación deberían calcular los daños tal como fueran identificados al momento de la expropiación, incluido aquello que el inversionista esperaba en ese momento en términos de ganancias futuras y expansión. Los hechos conocidos a la fecha de la expropiación se consideran a modo de referencia, ya que son los únicos relacionados de forma objetiva con la disputa<sup>74</sup>.

259. Los motivos que subyacen a dicha postura se basan en la idea de que un tribunal de arbitraje debe evitar considerar sucesos que tengan lugar con posterioridad a la expropiación, tales como la evolución de precios, la posible expansión del negocio u otras circunstancias que puedan parecer

---

<sup>69</sup> *Bernardus Henricus Funnekotter y otros c. República de Zimbabwe*, Caso CIADI No. ARB/05/6, Laudo, 22 de abril de 2009, párr. 98 (“El Tribunal observa que las condiciones enumeradas en el Artículo 6 son acumulativas. En otros términos, si se incumple cualquiera de dichas condiciones, existe una violación del Artículo 6”) [Traducción del Tribunal]; *Saluka Investments BV c. República Checa*, CPA/CNUDMI, Laudo Parcial, 17 de marzo de 2006, párr. 266 (el incumplimiento de al menos una de las condiciones establecidas en el Artículo 5 del tratado llevaría a la conclusión de que la demandada incumplió el Artículo 5 del Tratado); *Kardassopoulos c. Georgia*, Caso CIADI No. ARB/05/18 y No. ARB/07/15, Laudo, 3 de marzo de 2010, párr. 390 (que señala que la ausencia del debido proceso es suficiente para respaldar la conclusión de que la expropiación fue ilícita); *Compañía de Aguas del Aconquija SA y Vivendi Universal SA c. La República Argentina*, Caso CIADI No ARB/97/3, Laudo, 20 de agosto de 2007 (CL-42), párr. 7.5.21 (la ausencia de compensación torna ilícita la expropiación); *Siag y Vecchi c. Egipto*, Caso CIADI No ARB/05/15, Laudo, 1 de junio de 2009, párr. 428; *Marion y Reinhard Unglaube c. La República de Costa Rica*, Caso CIADI No. ARB/08/1 y No. ARB/09/20, Laudo, 16 de mayo de 2012, párr. 305; *Gemplus, S.A. y Talsud, S.A. c. México*, Caso CIADI No. ARB(AF)/04/3 y No. ARB (AF)/04/4, Laudo, 16 de junio de 2010, párr. 8-25 (“El Tribunal concluye que dichas expropiaciones fueron ilegítimas en virtud de los TBI y el derecho internacional, con fundamento en los hechos determinados por el Tribunal y, además, en el hecho de que la Demandada no satisfizo la condición establecida en el Artículo 5 de ambos tratados respecto del pago de una indemnización adecuada”).

<sup>70</sup> *Quiborax S.A. y Non Metallic Minerals S.A. c. Estado Plurinacional de Bolivia*, Caso CIADI No. ARB/06/2, Laudo, 16 de septiembre de 2015 (R-577), párrs. 370-386.

<sup>71</sup> *Tenaris S.A. y Talta-Trading E Marketing Sociedade Unipessoal LDA c. República Bolivariana de Venezuela*, Caso CIADI No. ARB/11/26, Laudo de fecha 29 de enero de 2016, párr. 481.

<sup>72</sup> Laudo dictado en *Burlington*, párrs. 160, 176, 325-330, 409, 477, 531.

<sup>73</sup> *Tidewater Investment SRL y Tidewater Caribe, C.A. c. La República Bolivariana de Venezuela*, Caso CIADI No. ARB/10/5, Laudo de fecha 13 de marzo de 2015 (R-642), párrs. 130-146, 159-163.

<sup>74</sup> La Árbitra Brigitte Stern, que integró el Tribunal de *Tidewater*, comparte la misma posición en su opinión parcialmente disidente de *Quiborax S.A. y Non Metallic Minerals S.A. c. Estado Plurinacional de Bolivia*, Caso CIADI No. ARB/06/2, Laudo de fecha 16 de septiembre de 2015 (R-577). El árbitro disidente observa que una expropiación, “a la que sólo le falta una compensación justa para ser lícita, debe tratarse como una expropiación posiblemente lícita (o una expropiación posiblemente ilícita hasta tanto el tribunal haya otorgado la compensación debida para que la expropiación sea legal” (párr. 17, énfasis omitido). Sin embargo, la tarea del Tribunal en ese caso no consiste en tornar lícita una expropiación que no ha sido lícita anteriormente, sino en determinar las consecuencias jurídicas de una expropiación que no cumple con la ley por no estar acompañada de la compensación requerida.

hipotéticas o incluso especulativas. De hecho, esa preocupación debe tomarse en serio. Sin embargo, no permite una conclusión amplia según la cual los sucesos que tuvieron lugar con posterioridad a la expropiación no influirán de modo alguno en el cálculo por parte del tribunal de la pérdida sufrida por la parte expropiada y de la indemnización de daños que ha de otorgarse. El Fallo de *Chorzów* no sustenta dicha interpretación. En ese caso, la demandante era Alemania que no podía reclamar los ingresos futuros de la fabricación en la que no tenía impacto operativo.

260. El enfoque del Tribunal de *Tidewater* parece ser correcto cuando se hace referencia a la fecha de la expropiación en todos los aspectos incluso la determinación y el pago de la justa compensación adeudada al inversionista. No obstante, si no se abona compensación alguna, la valuación se actualiza al igual que las ganancias devengadas respecto del Estado receptor desde la fecha de la expropiación, y se deja al inversionista, que no percibió el valor de mercado de su inversión en calidad de contraprestación por la pérdida sufrida, con la expectativa de un pago posterior junto con los intereses correspondientes. El Laudo de *Tidewater* sirve para entender que, en tales casos, se necesitan ajustes. En efecto, el Tribunal observó, invocando una vez más a las Directrices del Banco Mundial, que la valuación *ex ante* no significa que no consideraría perspectivas futuras. En primer lugar, los factores que el comprador interesado tendría en cuenta para sí cuando considerara la adquisición de una inversión incluyen, necesariamente, “las circunstancias en las cuales operaría en el futuro”. En segundo lugar, el Tribunal, cuando estima los valores *ex ante*, no está obligado a ignorar los sucesos posteriores a la fecha del perjuicio, si ellos aclaran en términos más concretos el valor aplicable a la fecha del perjuicio o convalidan la razonabilidad de una valuación realizada a tal fecha<sup>75</sup>. El Tribunal agregó, en referencia a los peritos de ambas partes, que puede haber, en casos particulares, un beneficio real posterior, ya que permite una medición confiable de los flujos de caja no percibidos entre la fecha del incumplimiento y la fecha actual<sup>76</sup>. Ello es precisamente lo que permite la valuación *ex post*: considerar los hechos reales que mejoran la evaluación de aquellos considerados antes de la expropiación cuando representaban meras proyecciones respecto de un futuro desconocido. El foco debe centrarse en la causalidad, lo que significa que la información *ex post* no debería introducir hechos que no tengan un vínculo real con los bienes expropiados en la valuación<sup>77</sup>. Sin embargo, si existe un riesgo que pueda materializarse en ciertas situaciones, la solución adecuada debe encontrarse en la aplicación correcta del requisito de causalidad, con inclusión de factores atenuantes tales como causas intervinientes o concurrentes, culpa concurrente o proporcionalidad. Este elemento es importante y debe incorporarse como factor de ajuste respecto de aquello que pudiera parecer extremo en el enfoque basado en la valuación *ex post*. En efecto, tal valuación no debería incluir los hechos y sucesos que no tengan una vinculación razonable o adecuada con la inversión como fuera implementada y llevada a cabo al momento de la expropiación. La pregunta acerca de si la información o la valuación deben determinarse *ex ante* o *ex post*

---

<sup>75</sup> Laudo dictado en *Tidewater*, párr. 160.

<sup>76</sup> *Ibidem*, párr. 162.

<sup>77</sup> Esta es el propósito principal de la Árbítro Stern en su opinión disidente (cf. párrs. 87-101).

no se analiza ni se responde con propiedad si no se tiene en cuenta la interacción entre ambas opciones mediante una consideración necesaria de la causalidad.

261. Por lo tanto, la valuación *ex post* debe medirse en relación con el contenido y los términos de los Convenios de Asociación y la totalidad del contexto contractual en el cual se basaban los Proyectos. La producción, los costos, los impuestos y cualquier otro componente de la valuación real son relevantes solo en la medida en que sean generados por los Proyectos, o estén relacionados con ellos, según fueran creados y llevados a cabo al momento en que tuvo lugar la expropiación. Asimismo, ello significa que los métodos de producción, el equipamiento, los costos, etc., nuevos o adicionales no deben incluirse en la valuación basada en el marco pertinente del presente caso, cuando tienen como origen compromisos legales u opciones operativas que no guardan relación con los Proyectos originales.

262. Esta consideración nos obliga a entablar un debate que contrasta, simplemente, dos fechas de valuación diferentes. En efecto, si los daños deben evaluarse a una fecha determinada, deben estar vinculados a un hecho lesivo por una relación de causalidad, por ejemplo, la expropiación. Desde el punto de vista de la fecha de expropiación, las consecuencias en los daños que ocurrieron posteriormente se consideran si tienen fundamento en las proyecciones y expectativas existentes en dicho momento, lo que significa que parecen ser consecuencias de dichos factores. La información *ex ante* establece un punto de referencia a partir del cual se puede evaluar la probabilidad de acaecimiento de los sucesos en el futuro. Desde el otro punto de vista, cuando se evalúan los daños a la fecha de la decisión, los sucesos de naturaleza “contrafáctica” que no son originados por el proyecto o el marco jurídico que deja de existir a raíz de la expropiación no se incluyen en la valuación. Considerando cualquiera de los puntos de vista, los resultados coincidirán en gran medida, es decir, una valuación que incluye todos los efectos reales causados por el perjuicio, junto con todos los demás efectos relacionados que se sucedan en el futuro.

### c. Las pruebas

263. El Tribunal observa que la valuación *ex post* hace hincapié en los términos reales. Sin embargo, no puede realizarse sin considerar presunciones y proyecciones aproximadas. Esto resulta fácil de comprender en relación con sucesos futuros, mayormente relativos a la producción, los precios del petróleo, los costos y los impuestos. La situación no es clara en los términos reales correspondientes al período histórico comprendido entre la expropiación y la fecha del presente Laudo (denominado, asimismo, el “Período Intermedio”). En este aspecto, es cierto que, en teoría, todos los hechos reales pertinentes deberían estar a disposición del Tribunal. Este no es el caso. En primer lugar, los Proyectos se realizaron de forma diferente de aquella en la que se habrían llevado a cabo si los Convenios de Asociación hubieran continuado siendo aplicables. En segundo lugar, las pruebas presentadas ante este Tribunal no son representativas, en varios aspectos, ni del escenario real ni del escenario “contrafáctico”. El Tribunal debe analizar las pruebas que obran en el

expediente y no puede decidir por referencia a las pruebas que las Partes no pudieron o no tuvieron la intención de presentar ante el Tribunal.

264. El cálculo de daños no constituye una ciencia exacta. Es una cuestión de derecho, y en la medida en que los factores de hecho o las rentabilidades pertinentes sean inciertas o estén asociadas con un margen de apreciación, la determinación correcta constituye una de las tareas del Tribunal. Conforme a la Regla 34(1) de las Reglas de Arbitraje, el Tribunal deberá pronunciarse sobre la admisibilidad de cualquier prueba alegada y su valor probatorio. Así, el Tribunal goza de discrecionalidad absoluta sobre estas cuestiones. Tal discrecionalidad también es aplicable con respecto al peso que ha de atribuirse a las pruebas ofrecidas en cuanto al cálculo de daños.

265. Una de las características de la valuación *ex post* es que, por razones prácticas de fácil comprensión, la fecha de dicha valuación no puede ser la misma fecha que la del Laudo. El Tribunal impartió instrucciones a las Partes, en la Resolución Procesal No. 4, de que presentaran sus valuaciones *ex post* sobre daños actualizadas al 31 de diciembre de 2016 (párr.6). Las Partes elaboraron sus respectivas presentaciones en este sentido. El Tribunal decidió no solicitar una actualización posterior, debido a su renuencia a involucrarse en otra demora del procedimiento y considerando que la información adicional que se proporcionaría no tendría un impacto significativo en la generalidad del cálculo de daños<sup>78</sup>. Por lo tanto, la evaluación de las pruebas relevantes entre principios del año 2017 y la fecha del presente Laudo se funda en la información y las proyecciones disponibles para el período precedente y la actualización solicitada al 31 de diciembre de 2016.

266. En el presente caso, las pruebas se basan en gran medida en documentos. Una cierta cantidad de testigos presentaron declaraciones y fueron escuchados. Sin embargo, todos ellos tienen un conocimiento personal limitado de la vida útil de los Proyectos, en particular, el Sr. Lyons y el Sr. Figuera, los principales testigos de hecho presentados por las Partes.

267. El Sr. Lyons se desempeñó como Gerente General de la Unión Transitoria de Empresas de Petrolera-Ameriven (Hamaca) desde el mes de agosto de 2003 hasta el mes de agosto de 2005 cuando se convirtió en presidente de ConocoPhillips Venezuela y se involucró en Petrozuata como Miembro de la Junta Directiva y en Corocoro en calidad de Ejecutivo, en tanto permanecía a cargo de Hamaca como Miembro de la Junta Directiva. Abandonó dicho cargo en el mes de abril de 2006 cuando fue designado presidente de ConocoPhillips en América Latina. Se desempeñó en dicha

---

<sup>78</sup> La Demandada planteó una objeción con ocasión de la Audiencia de septiembre de 2017 mediante la cual reclamó la posibilidad de proporcionar una actualización de los hechos relevantes con posterioridad al 31 de diciembre de 2016 (TR-S, Audiencia de septiembre de 2017, Día 17, págs. 4616:9-4618:22, 4692:6-4693:3 – Preziosi). El Tribunal no está convencido de la pertinencia del argumento y observa además que la Demandada no había planteado el argumento con anterioridad si bien había dispuesto de varias oportunidades para hacerlo desde el 19 de agosto de 2016 cuando se emitió la Resolución Procesal No. 4. Véanse los dos últimos párrafos de la Sección I *supra*.

función hasta fines del año 2008<sup>79</sup>. Se retiró de ConocoPhillips en el año 2012.<sup>80</sup> Fue cosignatario de las Resoluciones de la Junta Directiva de fecha 22 de mayo de 2007 las cuales conferían el Poder de Representación a los Abogados que representan a las Demandantes en el presente procedimiento (C-003).

268. El Sr. Figuera se desempeñó como presidente de Petrozuata desde el mes de enero de 2005 hasta el mes de diciembre de 2006. Fue presidente de Hamaca desde el mes de junio de 2006 hasta la expropiación y, luego, de PetroPiar hasta el mes de diciembre de 2007. A partir de esa fecha, no tuvo ninguna relación personal con Hamaca ni con Petrozuata desde que abandonó esa compañía. En el mes de diciembre de 2007, se convirtió en presidente de Petrosucre hasta el mes de diciembre de 2008. A fines del año 2011, fue designado Gerente General de la División Junín, donde permaneció hasta fines del año 2013. Tal como explicara al Tribunal, cuando se desempeñó como Gerente General no tenía control directo sobre los siete Proyectos individuales que conformaban la División (con inclusión de Petrozuata). Ni se le consultó ni revisó documentos tales como planes de negocio para ninguno de los proyectos. Por consiguiente, desde que abandonó los Proyectos, no tuvo ningún conocimiento personal y debió hablar con gente para obtener información<sup>81</sup>. Los datos concretos que utilizó se los proporcionó el personal técnico de PDVSA<sup>82</sup>. El Sr. Figuera, en su Testimonio del año 2009, señaló que luego se desempeñó como Gerente General de las Uniones Transitorias de Empresas *Offshore* de Corporación Venezolana del Petróleo S.A. (“CVP”), filial 100% de titularidad de PDVSA<sup>83</sup>; en esta posición, tenía una participación indirecta en las compañías a través de las cuestiones de la Junta<sup>84</sup>. En el año 2014, se desempeñó como Director Interno de esta compañía, siendo responsable, entre otras, de PetroSucre que opera el campo Corocoro; luego se desempeñó también como Director Ejecutivo para desarrollos nuevos en la Faja Petrolífera del Orinoco<sup>85</sup>. En síntesis, el Sr. Figuera no contaba con información personal para aportar pruebas en calidad de testigo de los hechos relativos a la operación de los Proyectos Petrozuata y Hamaca desde principios del año 2008.

269. Ninguno de los testigos pudo declarar respecto de hechos concretos con base en su conocimiento personal y contemplando el período histórico comprendido desde la expropiación hasta el

---

<sup>79</sup> Fue el signatario de la Notificación de la Controversia formal presentada ante las autoridades gubernamentales competentes de Venezuela el 31 de enero de 2007 (C-36).

<sup>80</sup> Cf. TR-S, Audiencia de febrero de 2017, Día 7, págs. 339-341; Audiencia de marzo de 2017, Día 11, págs. 1419-1420, 1423.

<sup>81</sup> Cf. TR-S, Audiencia de febrero de 2017, Día 8, págs. 664-674; Audiencia de marzo de 2017, Día 11, págs. 1420-1423, 1576.

<sup>82</sup> TR-S, Audiencia de febrero de 2017, Día 9, págs. 1102:5-1103:9.

<sup>83</sup> Testimonio, 22 de julio de 2009, párr. 1.

<sup>84</sup> TR-S, Audiencia de marzo 2017, Día 11, pág. 1422:15-20.

<sup>85</sup> Tercer Testimonio Suplementario, 15 de agosto de 2014, párr. 2.

año 2015 o 2016, y, en muchos casos, la información proporcionada al Tribunal se funda en rumores o documentos obtenidos de otras personas involucradas en los Proyectos que no fueron convocadas para comparecer ante el Tribunal. La falta de pruebas derivó en que algunos peritos adoptaran posturas que no reflejan la situación real de los Proyectos y que presentaran argumentos fundados en presunciones no contrastadas con hechos reales o no sustentadas en las pruebas que obran en el expediente del Tribunal. Asimismo, el Tribunal observó que, en reiteradas ocasiones, los peritos valuadores insistieron en que sus análisis se circunscribían a las instrucciones impartidas por sus respectivas Partes. Por lo tanto, las pruebas de los peritos demandan un análisis minucioso en lo que se refiere a su objetividad y confiabilidad.

270. El Tribunal indica, además, que el recurso que considerará debe guardar relación con los hechos reales y reflejar el conocimiento del Tribunal. El Laudo “contendrá (...) las razones en que funda su decisión” (Artículo 48(3) del Convenio CIADI, Regla 47(1)(i) de las Reglas de Arbitraje). Los Miembros del Tribunal deben ser capaces de ejercer imparcialidad de juicio (Artículos 14(1), 40(2) del Convenio CIADI). Cuando se leen estas disposiciones de forma conjunta, significa que la opinión de los peritos debe poder traducirse en razones que el Tribunal ha de proporcionar. Dichas razones no pueden basarse, por ejemplo, en fórmulas matemáticas no acompañadas de explicaciones que sirvan como prueba o fundamentos de derecho en los cuales pueda fundarse el laudo. El Tribunal no puede arribar a conclusiones con base en simples hojas de cálculo en formato Excel que no estén acompañadas de explicaciones y que no puedan funcionar de modo interactivo. Esto es incluso más difícil cuando las respuestas de los peritos se circunscriben a afirmar que los informes han sido confeccionados cumpliendo las instrucciones de las partes. En diversas oportunidades, el Tribunal hizo saber a las Partes de estas deficiencias.

271. La carga de la prueba se basa en dos componentes. Uno consiste en determinar la parte que debe presentar al Tribunal las pruebas relevantes para la resolución de la diferencia. El otro aspecto consiste en identificar a la parte en la que recae la carga cuando las pruebas solicitadas no fueran presentadas ante el Tribunal. En muchos casos, aunque no en todos, ambos componentes coinciden en la misma parte.

272. La parte que presenta la alegación o afirmación es, también, la parte que debería proporcionar las pruebas que sustentan dicha presentación. Asimismo, y en la mayoría de los casos, es la parte perjudicada si el Tribunal no considera su presentación debido a que no se presentaron las pruebas solicitadas. Como cuestión general, queda claro que las Demandantes tienen la carga de la prueba en relación tanto con el hecho como con el monto de la pérdida y los daños.

273. El Tribunal, en ejercicio de la discrecionalidad que le es reconocida en relación con cuestiones probatorias, requiere que la existencia de dichas pérdidas y daños sea probada con certeza, junto con los costos de producción asociados. Sin embargo, un enfoque menos estricto resulta pertinente cuando se debe determinar el alcance preciso y la cuantificación exacta de los daños, incluso

la estimación de producción y costos. En este aspecto, el Tribunal debe considerar las dificultades inherentes a la prueba de cantidades precisas de petróleo producidas a través del proceso de extracción, mejoramiento y entrega para la venta, y a la identificación de todos y cada uno de los elementos de costos asociados con dicho proceso. Cuando el acaecimiento de ciertos hechos se demuestra con certeza, se puede evaluar su cuantificación una vez que el Tribunal haya recibido información suficiente para demostrar su confiabilidad con certeza razonable. Se debe ejercer cierta discrecionalidad y aproximación para que dicha evaluación de datos cuantificados resulte posible. El Tribunal, al momento de valorar ganancias y costos futuros, hará hincapié en la existencia de una secuencia de acontecimientos que demuestren que dichos sucesos futuros se convertirían en hechos reales con suficiente certeza, y no adjudicará compensación alguna por reclamos y costos inherentemente especulativos o cualquier otro elemento que afecte el flujo de caja.

274. El expediente del Tribunal contiene una cantidad inusualmente numerosa de situaciones en las cuales una parte o la otra no pudo acceder a información relevante para la resolución de la diferencia y proporcionársela al Tribunal, o alegó que no estaba en condiciones de hacerlo. Las Demandantes sostuvieron que, desde que abandonaron los Proyectos, debieron afrontar grandes dificultades para acceder a los hechos relativos a la operación en curso, de la producción de petróleo y sus costos. Por otro lado, la Demandada no proporcionó información de parte de las personas que han sido responsables de la realización de los Proyectos desde hace varios años y lo serán también en el futuro inmediato. No se convocó a ningún testigo que tuviera conocimiento real de los proyectos. Asimismo, el Tribunal observa la ausencia de testigos en representación de compañías extranjeras que operan en la Faja del Orinoco y, en particular, de Chevron, compañía estrechamente vinculada a la producción de petróleo en el sitio. En el presente caso, estas dificultades se materializan, en particular, en relación con el modo de funcionamiento real de los Proyectos y los costos implícitos desde el mes de junio de 2007 y durante el resto de la vida útil de los Proyectos.

275. En diversas oportunidades, el Tribunal deberá desestimar simplemente aquellas alegaciones que no se sustenten en pruebas suficientes. En otros casos, el Tribunal podrá proceder con base en sus propias estimaciones, por ejemplo, cuando se deban evaluar los precios futuros del petróleo, o los costos de los pozos o las paradas. En ciertas circunstancias, la imposibilidad de una de las partes de proporcionar pruebas suficientes puede derivar en la inversión de la carga de la prueba, de forma total o parcial, a la otra parte. Ello puede ocurrir cuando la equidad y la buena fe exigen que la parte que no puede proporcionar la totalidad de la prueba relativa a la alegación que plantea no se vea perjudicada cuando puede demostrar que la contraparte tiene acceso a las pruebas que faltan o control sobre ellas. Si bien las Demandantes están en lo cierto cuando afirman que, desde la expropiación, ya no se encuentran en condiciones operativas, ellas retienen, de todos modos, información valiosa relativa a los Proyectos como lo eran en el año 2007 y cuentan con todas las habilidades profesionales necesarias para evaluar el proceso de producción en curso y las principales categorías de costos incluidos sus precios en la actualidad.

276. La Demandada generó, en diversas ocasiones, muchísimas facturas solo en formato electrónico sin proporcionar ninguna explicación ni orientación sobre el modo de comprender cientos o más de miles de documentos no identificados por numeración consecutiva ni fechas, principalmente sin referencia alguna a los contratos subyacentes y, en general, sin indicar si el importe facturado se abonó efectivamente. El rol del Tribunal no consiste en buscar las pruebas que la Demandada o sus testigos o peritos ofrecieron sin realizar ningún esfuerzo por procurar que sean comprensibles. En tales casos, se deben solicitar pruebas con mayor sustento, tales como explicaciones acerca de las tareas a realizar en ciertos elementos del equipamiento. Se debe prestar especial atención al riesgo de superposición de las reclamaciones o pagos, tales como los costos asociados reclamados además de los costos de las paradas cuando pareciera que aquello que estaba “asociado” estaba, de hecho, incluido en el presupuesto de la parada [Traducción del Tribunal]. En ocasiones, la Demandada adoptó la posición de ofrecer solamente un mínimo de información, si bien otras pruebas habrían estado manifiestamente disponibles; dicho enfoque debe, al final, ser perjudicial para esta Parte. Por ejemplo, el Tribunal descubrió también con cierta sorpresa que la Demandada consideraba apropiado incluir, en su Escrito de Costos Estimados presentado al Tribunal el 2 de junio de 2017, los costos proyectados por un importe de USD 512.913.000 para una parada que ocurriría en el año 2016 precedente<sup>86</sup> y que, de hecho, nunca se llevó a cabo en dicho año y cuya realización era aún incierta en el mes de septiembre de 2017<sup>87</sup>. En tales circunstancias, la necesidad de proceder de forma minuciosa en la evaluación de los datos es particularmente importante.

277. El Tribunal, al optar por un enfoque *ex post* para la valuación basado en cifras reales en lugar de la valuación *ex ante* que utiliza cifras, de forma total o parcial, que han resultado incorrectas durante la operación en curso de los Proyectos, no pretende indicar que la información *ex ante* disponible al momento de la expropiación o con anterioridad a esa fecha sea completamente irrelevante. En efecto, pareciera en ciertas ocasiones que la información real de un elemento en particular no está disponible ni es confiable. La operación de los Proyectos Petrozuata y Hamaca no fue igual desde el año 2009, con resultados diferentes respecto de la calidad y cantidad de producción, y generó costos que no siempre eran comparables con aquellos en los que se incurriera o que fueran proyectados cuando ConocoPhillips era todavía un socio activo. En tales circunstancias, la evaluación de las pruebas en función de los Proyectos tal como se habrían llevado a cabo si la expropiación no hubiera tenido lugar puede resultar difícil, hipotética o simplemente imposible. El Tribunal, al momento de ponderar las pruebas, puede, en ciertas ocasiones, compartir la opinión de que las suposiciones realizadas por los socios de los Proyectos con anterioridad a la expropiación eran razonables hasta el punto de poder usarlas como referencia y como pruebas fiables. Dicho enfoque

---

<sup>86</sup> Página 42. De modo similar, los peritos de la Demandada Brailovsky/Flores, en su Informe de Experto Consolidado sobre Valuación de fecha 17 de noviembre de 2016 (párr. 329, 335, 337), presentaron costos estimados para una “su-puesta parada en 2016” de USD 456,5 millones, cuando deben haber sabido que dicha parada no tuvo lugar en el año 2016 [Traducción del Tribunal].

<sup>87</sup> TR-S, Audiencia de septiembre de 2017, Día 17, págs. 4656:13-4657:4 (Preziosi). Se explicó que la información fue proporcionada, en efecto, a mediados del año 2017 pero sobre la base de proyecciones que datan del año 2015 (*idem*, págs. 4658:14 - 4661: 4).

es especialmente necesario cuando las pruebas que preceden a la expropiación del mes de junio de 2007 se basaban en fundamentos comunes y fueron elaboradas mediante la cooperación de todos los socios y acordadas por todos los asistentes a las reuniones de la junta, lo cual significa, salvo indicación en contrario, por unanimidad en la mayoría de los casos.

## VI. Producción

### A. Observaciones Preliminares

278. La inversión en el centro de la presente controversia se ha realizado en tres partes, denominadas Proyectos Petrozuata, Hamaca y Corocoro. Los antecedentes de hecho, económicos y de derecho son distintos para cada uno de estos Proyectos, aunque su característica común es que todos se vieron afectados por el intento de Venezuela de migrarlos a empresas mixtas, seguido, ante el fracaso de este proceso, de la expropiación llevada a cabo el 26 de junio de 2007<sup>88</sup>. No es necesario que el Tribunal repita las características básicas de estos Proyectos, que han sido presentadas en sus aspectos fundamentales en la Decisión de 2013. El fundamento jurídico del recurso a disposición de las Demandantes ha sido determinado y explicado *supra*. El Tribunal procede ahora a analizar la cuantificación de los daños.

279. Las Partes disienten enérgicamente respecto de los elementos pertinentes para el cálculo de la indemnización de daños y perjuicios. En sus presentaciones, siguen una línea común de elementos consecutivos que deben considerarse como datos fundamentales para este cálculo. Estos datos proporcionarán también orientación para el presente Laudo. Son los siguientes: producción, precios del petróleo, costos, impuestos, tasa de descuento, intereses o factor de actualización. Las Partes hacen referencia a la “Metodología DCF”. Aceptan que esta metodología utiliza las mismas categorías de datos y que su especificidad se relaciona con la tasa de descuento.

280. El flujo de producción puede dividirse en extracción, tratamiento y mejoramiento del petróleo. Posteriormente le siguen la entrega y venta. El Proyecto Corocoro es distinto de los otros dos debido a su menor tamaño, la calidad diferente del petróleo y el hecho de que no se realiza mejoramiento alguno. Esto explica por qué el proceso de producción de los Proyectos Petrozuata y Hamaca es más complejo e implica una mayor cantidad de cuestiones y hechos de carácter técnico que han de abordarse. Cada uno de los Proyectos debe analizarse y evaluarse por sus características propias. Por consiguiente, el análisis se divide en las tres secciones principales de producción (*upstream*, mejoramiento, *downstream*), y se abordan en primer lugar los Proyectos Petrozuata y Hamaca, y, en segundo lugar, el Proyecto Corocoro.

---

<sup>88</sup> Decreto No. 5.200 de fecha 26 de febrero de 2007 (C-5, R-40); Ley sobre los Efectos del Proceso de Migración a Empresas Mixtas de los Convenios de Asociación de la Faja Petrolífera del Orinoco; así como de los Convenios de Exploración a Riesgo y Ganancias Compartidas, de fecha 11 de septiembre de 2007 (C-35).

281. Hay coincidencia en que el Proyecto Petrozuata se diseñó para extraer aproximadamente 120.000 barriles por día (BPD) de crudo extrapesado (EHCO, por sus siglas en inglés) y para mejorarlo a 104.000 BPD de crudo sintético (*Syncrude* o CCO). Posteriormente, este crudo sintético se vendía a ConocoPhillips en virtud de un Contrato de Comercialización (*Off-Take Agreement*) para una mayor refinación en su refinería de Lake Charles.

282. El Convenio de Asociación Petrozuata se celebró originalmente el 10 de noviembre de 1995 (C-21, pág. 277/pdf) entre Maraven S.A., filial de PDVSA, y Conoco Orinoco, Inc. (cuya participación fue posteriormente transferida a ConocoPhillips Petrozuata B.V. – CPZ), y ulteriormente se modificó el 18 de junio de 1997 (C-21, pág. 347/pdf). Estipulaba la constitución de una unión transitoria de empresas, Petrozuata C.A., que, por una participación mayoritaria del 50,1%, sería de propiedad de la filial de Conoco. Cuando el mejorador Petrozuata entró en servicio en el mes de abril de 2001, y se realizaron las primeras ventas de crudo sintético el 12 de abril, comenzó a correr el plazo de 35 años del Convenio, que se extendería hasta el 11 de abril de 2036.

283. El Proyecto Hamaca se diseñó para producir y mejorar 190.000 BPD de crudo extrapesado, así como para vender los 180.000 BPD resultantes de crudo sintético y otros Productos Derivados a los mercados internacionales.

284. El Convenio de Asociación Hamaca fue suscrito el 9 de julio de 1997 (C-22, R-26) por Corpoguanipa S.A. (en representación de Corpoven, subsidiaria de PDVSA), las filiales ARCO y Texaco, y Phillips Petroleum Company Venezuela Limited (cuya titularidad fue posteriormente transferida a ConocoPhillips Hamaca B.V. – CPH). Estipulaba que el Proyecto se estructuraría como una unión transitoria de empresas no incorporada; Phillips Company detentaba la titularidad del 40% del Proyecto Hamaca<sup>89</sup>, en tanto que cada una de las subsidiarias de PDVSA y Chevron detentaba la titularidad de una participación del 30%. La explotación del campo se extendería hasta el 8 de julio de 2037.

285. El Proyecto Corocoro operaba sobre la base del *Adendum* del Plan de Desarrollo de 2005 (C-181) que proyectaba la producción de 30.000 BPD de crudo liviano y medio en las Áreas Nuevas costa afuera del Golfo de Paria desde el verano de 2007, con una producción que aumentaría hasta alrededor de 70.000 BPD cuando la Instalación de Producción Central entrara en producción a fines de 2008.

286. El Convenio de Asociación Corocoro se celebró el 10 de julio de 1996 y estipulaba un plazo de 39 años y que Conoco Venezuela B.V. fuese el operador (C-23, R-29). Conoco Venezuela B.V. (cuya participación accionaria fuera posteriormente transferida a ConocoPhillips Gulf of Paria B.V.

---

<sup>89</sup> La participación inicial del 20% se incrementó al 40% mediante Modificación No. 2 al Convenio de Asociación Hamaca de fecha 28 de junio de 1999 (C-22, pág. 818/pdf).

– CGP) detentaba la titularidad de una participación del 32,2075% en el Proyecto, conjuntamente con CVP, subsidiaria de PDVSA (35%), Eni (25,8%) y dos inversionistas menores, OPIC e Ineparia (7%).

287. Algunas cuestiones son de carácter general y pueden analizarse independientemente de las cuestiones específicas de cada Proyecto particular (B). Se abordarán estas cuestiones en primer lugar, en lo que respecta a Petrozuata y Hamaca, antes de que la atención se centre en cada uno de estos Proyectos por separado (C y D), a lo que seguirá un análisis del funcionamiento de los mejoradores (E) y una conclusión (F). Tal como se mencionara *supra*, Corocoro merece una sección especial (G). Un último punto se relaciona con los Productos Derivados (H).

## B. Las Características Principales de Producción de Petrozuata y Hamaca

288. Uno de los aspectos más controvertidos es la evaluación de los perfiles de producción que han de considerarse para el período posterior a la expropiación, tanto entre el mes de julio de 2007 y fines de 2016 como desde comienzos de 2017 hasta el final de la vida útil de cada uno de los Proyectos (Petrozuata y Hamaca). Los peritos de cada parte presentaron análisis sobre la base de supuestos muy distintos. Los diferentes objetivos operativos son objeto de debate, conjuntamente con la capacidad de las compañías migradas para operar de manera eficiente los proyectos y el negocio en su conjunto. Cuando se tratan los menores volúmenes de producción, la cuestión que surge como reflejo se relaciona con las cantidades de petróleo que continúan estando disponibles para el futuro (las Reservas), ya sea hasta el término de la operación de los Proyectos o hasta el momento del agotamiento absoluto de los campos.

### 1. *La Posición de las Demandantes*

289. Las Demandantes explican que sus peritos valuadores, Dr. Abdala y Prof. Spiller, se han basado en los perfiles de producción avalados por todas las participantes del Proyecto, incluida PDVSA, inmediatamente antes de la expropiación. Ellos reflejan lo que ambas partes contendientes acordaron que era posible lograr. Eso es particularmente pertinente cuando, tal como en el caso que nos ocupa, los perfiles anteriores a la expropiación se ven confirmados por pruebas sumamente convincentes – las cifras de las Reservas del Proyecto. Esas cifras constituyen una medida especialmente fidedigna del valor de un campo petrolífero, ya que reflejan el mejor conocimiento actual respecto de las propiedades geológicas y económicas de un yacimiento.

290. Venezuela ofrece con respecto a los Proyectos Petrozuata y Hamaca únicamente las afirmaciones efectuadas para el arbitraje por su testigo de hecho, Sr. Figuera, y los modelos de su perito técnico, Sr. Patiño. Los peritos en materia de cuantificación de daños de Venezuela, a su vez, se basan en sus informes para los perfiles de producción que incorporan a su cálculo de la

indemnización de daños. Los perfiles de producción de Venezuela elaborados para el arbitraje deben ser desestimados.

291. En primer lugar, las reducidas estimaciones de producción propuestas por Venezuela son rebatidas por una prueba de mucho mayor peso: las cifras de las Reservas Probadas. Estas Reservas son, por definición, los volúmenes de petróleo que se recuperarán casi con seguridad en las condiciones económicas y operativas existentes. Venezuela plantea una contradicción extraordinaria: según las cifras de Reservas Probadas que han sido publicadas, en la actualidad los campos son capaces de producir mucho más petróleo que en el momento de la expropiación, en tanto que, según los perfiles presentados en el marco del presente arbitraje, los Proyectos producen cada vez menos. Esto carece de todo sentido.

292. En segundo lugar, en la medida que la producción de crudo extrapesado (EHCO) en los Proyectos realmente haya disminuido desde la expropiación, la única explicación sería la mala gestión de los Proyectos por parte de PDVSA con posterioridad a la expropiación.

293. En tercer lugar, las proyecciones de producción de Venezuela no son fiables. Para el período comprendido entre el año 2009 y la finalización de los plazos de los Proyectos, Venezuela no se basa en datos reales de producción de EHCO, sino en modelos teóricos para Petrozuata y Hamaca creados por el Sr. Patiño. Para el período histórico (enero de 2009-diciembre de 2015), el Sr. Patiño excluye decenas de millones de barriles de EHCO que, según los propios documentos de PDVSA, efectivamente se produjeron durante ese período. Las proyecciones de producción futura del Sr. Patiño se apoyan en una metodología inadecuada, tal como ha explicado el perito de las Demandantes, Dr. Strickland.

a. Los perfiles de producción de petróleo

294. La indemnización de daños y perjuicios en el marco del presente caso debe restablecer a las Demandantes a la posición que habrían gozado en el escenario contrafáctico, en el que la expropiación no hubiera tenido lugar. De acuerdo con este principio, los peritos de las Demandantes se han basado en perfiles de producción de petróleo conservadores contenidos en los documentos de planificación de negocios anteriores a la expropiación de cada uno de los Proyectos. Estos perfiles reflejan las expectativas compartidas de los participantes de los Proyectos respecto del nivel de producción de petróleo que se alcanzaría en el futuro. Los tribunales internacionales habitualmente se han basado en estas proyecciones.

295. Los peritos siguen el enfoque descrito *supra*, adoptando las proyecciones de la siguiente manera: (a) para Petrozuata, la recuperación de EHCO restante entre el mes de junio de 2007 y el año 2036 es de 913,5 millones de barriles; (b) para Hamaca, la recuperación de EHCO restante entre el mes de junio de 2007 y el año 2037 es de 1.894 millones de barriles.

b. La producción de petróleo prevista con base en las cifras de las Reservas

296. Las Demandantes afirman que las cifras de las Reservas son ampliamente utilizadas para cuantificar los volúmenes de petróleo que se prevé recuperar de yacimientos de petróleo específicos. En virtud de las regulaciones de la Comisión de Valores de los Estados Unidos (*SEC*, por sus siglas en inglés) las Reservas se dividen en tres categorías: Probadas (1P), Probadas más Probables (2P) y Probadas más Probables más Posibles (3P). Las Reservas Probadas (1P) representan un “escenario de estimados mínimos”, el más prudente para la producción real de un campo dado. Las Reservas 2P representan el “escenario de mejores estimados”, en tanto que las Reservas 3P representan el “escenario de estimados máximos” (CL-343) [Traducción del Tribunal]. Los tribunales internacionales se basan en las cifras de las Reservas. De manera similar, la Organización de Países Exportadores de Petróleo (OPEP), Venezuela y PDVSA utilizan definiciones funcionalmente idénticas.

297. En el presente caso, las propias cifras de Reservas Probadas de Venezuela disipan cualquier duda de que los perfiles de producción de petróleo de las Demandantes eran, y siguen siendo, alcanzables. Esas cifras – que han aumentado desde la expropiación – confirman con “razonable certeza” que hay más que suficiente EHCO recuperable, el que incluso excede las proyecciones anteriores a la expropiación utilizadas por las Demandantes. El Ministerio de Energía y Petróleo dio cuenta de que las Reservas Probadas en Petrozuata ascendían a 2.400 millones de barriles de EHCO en el año 2006 (C-404). Su cifra publicada más reciente, en el año 2010, asciende a 3.900 millones de barriles (C-623). No se ha publicado nada desde entonces. En el año 2006, la cifra para Hamaca ascendía a 3.600 millones (C-404) y, para el año 2015, a 4.600 millones (CLEX-090).

298. La Demandada alega que estas cifras no son comparables con los perfiles de producción de petróleo en el contexto del presente arbitraje. En primer lugar, Venezuela argumenta que las Reservas Probadas del Ministerio se calculan durante toda la vida de los campos, y no durante los plazos contractuales de proyectos específicos. Sin embargo, el argumento no puede tener éxito a la luz de la definición de Reservas Probadas, con la que también coincide Venezuela. Estas Reservas se refieren a los volúmenes de EHCO que, casi con certeza, han de recuperarse en las “condiciones imperantes”, lo que significa que son realmente recuperables y, sin dudas, antes del término de los Proyectos [Traducción del Tribunal]. En segundo lugar, Venezuela alega que las cifras publicadas por el Ministerio incluyen volúmenes adicionales de petróleo recuperable cuando se utilizan técnicas de optimización de recuperación de crudo (*EOR*, por sus siglas en inglés), tales como las inyecciones de vapor. Si se han incluido estos volúmenes de reservas de petróleo recuperables en la cuenta del Ministerio, esas mismas técnicas habrían estado a disposición de las Demandantes también en el escenario contrafáctico. En tercer lugar, Venezuela pareciera sugerir que las cifras de Reservas Probadas pueden ser superiores para el dueño del recurso natural (el Estado), dado que no se ve afectado por el pago de impuestos y regalías. Venezuela no ha ofrecido prueba alguna en

este sentido. En cualquier caso, PDVSA paga los mismos impuestos y regalías que las compañías petroleras privadas en Venezuela.

299. Las cifras de Reservas Probadas de Venezuela con posterioridad a la expropiación demuestran que los campos Petrozuata y Hamaca siguen siendo más que capaces de producir los volúmenes de EHCO utilizados en el modelo de daños de las Demandantes. Es más, las cifras de Reservas Probadas han aumentado desde la expropiación, lo que contradice la posición de Venezuela de que los volúmenes de producción se han reducido con el transcurso del tiempo.

c. Las proyecciones de producción de Venezuela elaboradas para el arbitraje

300. Las Demandantes observan que la Demandada basa su argumento en los perfiles de producción elaborados a los fines del presente arbitraje por su perito técnico, Sr. Patiño. Posteriormente fueron incorporados al cálculo de la indemnización de daños de Brailovsky y Flores. En el supuesto de que se aplicaran, reducirían el valor de los Proyectos en aproximadamente USD 6.900 millones, en comparación con los perfiles de producción utilizados por los peritos las Demandantes.

301. La Demandada distingue entre dos etapas: (a) con respecto al período histórico (2007-2015), Venezuela se basa en lo que afirma ha sido el rendimiento “real”. Esto lo divide en dos partes: (i) para el período que se extiende desde el 26 de junio de 2007 hasta fines de 2008, Venezuela utiliza los volúmenes reales de EHCO producidos por los Proyectos, tal como fuesen informados por PDVSA, en tanto que, (ii) para el período que se extiende desde el 1 de enero de 2009 hasta el 31 de diciembre de 2015, Venezuela se basa en los cálculos que efectuara el Sr. Patiño de los volúmenes de EHCO que habrían sido necesarios para producir las cantidades de crudo sintético que fueron vendidas realmente por los Proyectos con posterioridad a la expropiación. (b) Con respecto al período futuro (desde el 1 de enero de 2016 hasta el fin de los Convenios de Asociación), Venezuela se basa en proyecciones de producción teóricas creadas por el Sr. Patiño.

302. Las Demandantes sostienen que no puede considerarse el rendimiento de los Proyectos con posterioridad a la expropiación, bajo la dirección de PDVSA, como reflejo del rendimiento que se habría logrado si no hubiese ocurrido la expropiación. Las Demandantes carecen de medios para probar o verificar esa información. Aun si los resultados “reales” de los que da cuenta Venezuela fueran ciertos, no reflejan lo que se habría logrado en el supuesto de que no hubiese ocurrido la expropiación. En primer lugar, los supuestos volúmenes menores de producción no son consistentes con las cifras de Reservas Probadas del Ministerio. Esas cifras reflejan las cantidades de petróleo que un operador competente extraería en las condiciones imperantes, y estas cifras superan en forma considerable los volúmenes de petróleo utilizados en los cálculos de la indemnización de daños de las Demandantes. En segundo lugar, desde la expropiación, los tres Proyectos han sido de titularidad y han estado bajo el control mayoritario de PDVSA, que tiene prioridades y

capacidades diferentes. Según las Demandantes, desde comienzos de la década de 2000, PDVSA se ha transformado de una empresa con orientación comercial en un órgano del Estado venezolano. Se han modificado sus prioridades y se ha visto afectado su rendimiento. El gobierno, por ejemplo, ha utilizado de manera creciente a PDVSA como “fuente de caja” para financiar sus programas sociales [Traducción del Tribunal]. Todos los Proyectos se vieron afectados por un éxodo de empleados experimentados como resultado de la expropiación de los Proyectos en la Faja del Orinoco y las Áreas Nuevas.

303. Aunque no se puede verificar la producción de petróleo posterior a la expropiación alegada por la Demandada, los perfiles para el resto del período histórico – desde 2009 a 2015 – son aún más inciertos. Para este período, Venezuela no hace referencia a los volúmenes reales de EHCO, sino a los volúmenes hipotéticos de EHCO que habrían sido necesarios para producir los volúmenes de crudo sintético que Venezuela afirma fueron vendidos por los Proyectos durante este período. De hecho, la producción real de EHCO ha superado por lejos los volúmenes de EHCO considerados para el cálculo de la indemnización de daños de la Demandada. Por lo tanto, Venezuela ignora sus propios datos, mostrando aproximadamente 97 millones de barriles de “petróleo perdido”, con un valor aproximado de USD 7.500 millones [Traducción del Tribunal].

304. Venezuela intenta justificar su desestimación de estos volúmenes de petróleo perdidos al afirmar que, desde el año 2009, PetroAnzoátegui y PetroPiar produjeron grandes cantidades de EHCO que no se mejoraron a crudo sintético, sino que se vendieron en forma mezclada (no mejorada) (crudo diluido (DCO, por sus siglas en inglés) y crudo mezclado). Venezuela argumenta que a los Proyectos anteriores a la expropiación no se les permitía vender esos productos, y que, por lo tanto, las Demandantes no pueden obtener crédito alguno por esos volúmenes de EHCO mezclado en el contexto del presente arbitraje. Aun si esto fuera correcto, la afirmación de Venezuela muestra, en primer lugar, que las estrategias y prioridades de PDVSA posteriores a la expropiación difieren de aquellas acordadas por todos los participantes del Proyecto con anterioridad a la expropiación. En efecto, en este escenario posterior a la expropiación, se habría reducido el incentivo de mantener el rendimiento del mejorador, porque aún era posible vender productos no mejorados. En segundo lugar, el escenario contrafáctico debe modelarse sobre la base de los planes anteriores a la expropiación, tal como fueran avalados por PDVSA.

305. En cualquier caso, la afirmación de Venezuela de que se les prohibía a los Proyectos anteriores a la expropiación vender productos no mejorados es falsa. Venezuela se ampara en una carta del Ministerio del mes de junio de 2005 (Apéndice 1 del Testimonio del Dr. Mommer). En un examen más minucioso, la carta se trataba en realidad de una demanda de que los Proyectos pagaran regalías más elevadas sobre los volúmenes de EHCO no mejorados. Nunca se les impidió a los Proyectos que vendieran crudo mezclado: (a) ambos Proyectos producían y vendían crudo mezclado con anterioridad a la carta del mes de junio de 2005; (b) el Ministerio tenía pleno conocimiento de esto; (c) ambos Proyectos continuaron produciendo y vendiendo productos mezclados

después del mes de junio de 2005; y (d) no existió ocasión alguna en el período que antecedió a la expropiación en la que se prohibiera o se evitara que alguno de los dos Proyectos produjera y vendiera crudo mezclado. No puede sugerirse que se habría impedido que los Proyectos produjeran y vendieran crudo mezclado en el escenario contrafáctico. Sin embargo, las Demandantes no habrían hecho esta elección: habrían mejorado esos volúmenes de crudo adicional, maximizando así el valor que se obtendría de ellos.

306. Con respecto al período futuro, es decir, del 1 de enero de 2016 en adelante, Venezuela se basa en las proyecciones de producción preparadas por el Sr. Patiño. El Sr. Patiño estimó para cada Proyecto una tasa de declinación anual, en la cual los pozos en cada campo producían menos petróleo con el transcurso del tiempo. Las Demandantes observan en este sentido que, cuando los Proyectos anteriores a la expropiación utilizaron herramientas más avanzadas, la metodología de curva de declinación del Sr. Patiño resulta inadecuada y, en definitiva, irrelevante. También queda claro que la metodología simple de tasa de declinación del Sr. Patiño solo podría utilizarse a efectos de evaluar una pequeña minoría de los pozos en ambos campos. El Sr. Patiño no realizó la más básica confirmación de los hechos. No intentó (i) conciliar sus proyecciones pesimistas con las cifras mucho mayores de Reservas Probadas publicadas por el Ministerio y PDVSA; (ii) comparar los resultados de su modelo con las proyecciones de producción a largo plazo elaboradas por los Proyectos desde la expropiación; ni (iii) poner a prueba sus proyecciones contra la producción real de EHCO de los campos durante los últimos períodos cubiertos por esas proyecciones. Los informes del perito de las Demandantes, Dr. Strickland, revelan estos y otros defectos fundamentales en el análisis del Sr. Patiño, incluida la errónea combinación de pozos de distintos tipos.

#### d. La gestión deficiente de PDVSA

307. Las Demandantes observan que las prácticas y competencias de PDVSA devinieron muy diferentes de aquellas de la gerencia anterior de los Proyectos, con anterioridad a las expropiaciones. Ya en el año 2003, el gobierno despidió a miles de ingenieros y gerentes experimentados de PDVSA y los reemplazó por partidarios del régimen político. Otra ola de pérdidas de directivos experimentados tuvo lugar en el año 2007. PDVSA ofreció salarios sustancialmente inferiores al personal venezolano. La mala gestión y la corrupción han quedado documentada en Venezuela y los Estados Unidos.

308. En sustento del rendimiento de PDVSA en los Proyectos con posterioridad a la expropiación, la Demandada alega que Chevron siguió siendo accionista y es una organización comercial competente. Sin embargo, la sugerencia ignora que, desde las apropiaciones, PDVSA detenta la titularidad de la totalidad de lo que fuera el Proyecto Petrozuata y del 70% de lo que fuera Hamaca. La estructura de gestión de las compañías ha cambiado. Aunque la Demandada alega además que Chevron mantiene un papel significativo en las actividades de mantenimiento en Hamaca, no ha aportado pruebas a tal efecto, más allá de las aseveraciones carentes de fundamento del Sr. Figuera.

## 2. La Posición de la Demandada

309. La Demandada observa que los puntos de partida de las Demandantes para los Proyectos de mejoramiento de crudo extrapesado son (i) para Petrozuata, el Modelo Económico Compuesto de ConocoPhillips (COP) del mes de octubre de 2006 (MEC, LECG-085, BF-412), y (ii) para Hamaca, el Modelo Económico Petrolera Ameriven Hamaca del mes de octubre de 2006 (AEM o PAM, LECG-129, BF-411). Ambos Proyectos han producido menos petróleo de lo que han proyectado las Demandantes. El Proyecto Petrozuata se ha visto afectado por una tasa de declinación elevada, la falta de buenos objetivos de pozos y la baja producción inicial de los pozos. El Proyecto Hamaca se ha visto afectado debido a problemas de envergadura en el mejorador, que redundaron en un OSF promedio de solo 71,37%. Estas cuestiones se detallan en el Tercer Testimonio Directo Suplementario de Rubén Figuera y en el Testimonio Experto de Jesús Patiño, que forman la base de la valuación realizada por el Sr. Vladimir Brailovsky y el Dr. Daniel Flores.

310. Las Demandantes utilizan prácticamente la misma producción y los mismos costos en sus valuaciones *ex post* que aquellos que utilizan en sus valuaciones *ex ante*. La única diferencia es el índice de inflación; los costos subyacentes son exactamente los mismos. Sin embargo, esos datos *ex ante* no guardan relación alguna con lo que sucedió realmente en los Proyectos después de la nacionalización. Aunque esos datos pueden haber resultado adecuados para dar cuenta de la información de la que habría tenido conocimiento un comprador razonablemente informado a la fecha de la nacionalización, en una valuación *ex post* al 31 de diciembre de 2016, debe tenerse en cuenta lo que realmente ocurrió en el período histórico.

311. La Demandada también reacciona frente a las Demandantes cuando argumentan que no deben tener en cuenta el rendimiento de los Proyectos operados por compañías en las que no participan. Alegan que el análisis posterior a la expropiación es esencialmente irrelevante para el análisis “contrafáctico”, ya que tenían derecho a una compensación basada en la manera en la cual se habrían operado los campos si no se hubiera desposeído a las Demandantes.

312. La Demandada resalta además la confusión de las Demandantes al hacer referencia a las reservas del Ministerio en este contexto. Los volúmenes de producción de EHCO para el período de duración de un proyecto con una vida limitada que utiliza técnicas de producción en frío no son comparables con los volúmenes que Venezuela espera que se alcancen durante toda la vida del campo, tanto con producción en frío como utilizando técnicas de EOR.

### a. Los perfiles de producción de petróleo

313. La Demandada ha demostrado precisamente cuáles han sido la producción y las ventas de CCO alcanzadas por los Proyectos de mejoramiento Petrozuata (en la actualidad, PetroAnzoátegui)

y Hamaca (en la actualidad, Petropiar) durante el período histórico<sup>90</sup>. Lo que hizo la Demandada fue evaluar de manera apropiada el rendimiento que esos Proyectos probablemente habrían alcanzado en el período histórico si se hubiesen mantenido las asociaciones. Por lo tanto, la Demandada partió de las ventas reales de CCO como base de sus cálculos, ya que el producto de petróleo que se les permitía vender a las asociaciones Petrozuata y Hamaca era el crudo mejorado. La Demandada ha estimado (no “proyectado”) los volúmenes de EHCO que habrían sido necesarios para lograr los volúmenes de venta de CCO materializados en el período histórico. En síntesis, la Demandada comenzó con los datos de rendimiento real relevantes, esto es, las ventas de CCO y, a partir de allí, estimó los volúmenes de producción de EHCO y los costos relacionados en los que se habría incurrido en un escenario en el cual se hubieran mantenido las asociaciones. La única “proyección” que realizó la Demandada fue en relación con la producción futura de EHCO y CCO, donde se necesitan proyecciones, ya que se desconocen los hechos reales.

314. La Demandada ha establecido cuáles han sido las ventas reales de CCO en PetroAnzoátegui y Petropiar durante el período histórico y que esos son los resultados que habrían prevalecido en toda probabilidad en un escenario en el cual ConocoPhillips participara en los Proyectos. Les corresponde a las Demandantes la carga de establecer que los Proyectos habrían alcanzado mejores resultados que aquellos que obtuvieron las empresas posteriores a la nacionalización si se hubieran mantenido las asociaciones. Pero las valuaciones *ex post* de las Demandantes, que se construyen sobre la base de modelos desactualizados desde hace tiempo que fueron elaborados en el año 2006, ignoran el escenario real y las realidades históricas de los Proyectos.

315. La presentación de la Demandada de la posible producción de EHCO proveniente de los campos se basa en un estudio pericial del Sr. Patiño. Él hizo un análisis detallado de una selección de pozos representativos con el objeto de determinar las capacidades generales de producción de los campos. Con base en este análisis, determinó una tasa de declinación general de los pozos de entre 20 y 22%. Arribó a la conclusión de que los campos se quedarían sin objetivos para nuevas perforaciones mucho antes de lo previsto y de que, por consiguiente, la producción total de EHCO sería significativamente inferior a los volúmenes que las Demandantes afirman extraer de los suelos. Se demostrará esto en lo que respecta a cada uno de los Proyectos por separado.

b. La producción de petróleo prevista con base en las cifras de las Reservas

316. Los perfiles de producción utilizados por las partes suponen necesariamente la producción solo para los plazos de duración de los Proyectos. Ninguna de las partes ha supuesto que se emplearían técnicas de EOR, con los costos asociados, ya sea en Petrozuata o en Hamaca. Las Reservas del Ministerio suponen la producción durante toda la vida de los campos y la implementación

---

<sup>90</sup> Cf. Facturas en los Apéndices 42, 81, 104, 105 de Figuera; Informes en los Apéndices 106, 107, 108, 109 de Figuera; Apéndice 46 de Patiño.

de técnicas de EOR que aumentarían el factor de recuperación a una tasa supuesta del 20% contra el Petróleo Original en Sitio (POES) calculado al comienzo de los Proyectos.

317. Las Demandantes alegan que ambas categorías de Reservas se definen como volúmenes que son recuperables en términos comerciales en las condiciones económicas y operativas existentes. Ignoran la distinción entre volúmenes de producción que pueden esperarse en el curso de un período de aproximadamente 30 años utilizando métodos de producción primaria solamente y la producción que puede esperarse durante la vida de los campos de petróleo utilizando todos los métodos conocidos que se encontrarían a disposición de Venezuela (en contraposición a una empresa del Proyecto). El Sr. Figuera explicó que las Reservas aprobadas del Ministerio suponen que los pozos continuarán produciendo petróleo, incluso a una tasa cada vez más baja. Suponen también que oportunamente se perforarán los pozos adicionales que sean económicamente atractivos para el país y que, en definitiva, se emplearán técnicas de EOR durante la vida del campo. El argumento principal del Sr. Figuera es que las reservas para un país, como dueño de los recursos, serán invariablemente superiores que para un proyecto particular de plazo limitado. Esto es así, no solo porque el país puede utilizar métodos de recuperación que pueden no ser atractivos para un participante en el proyecto, sino también porque el dueño del recurso, que produce mediante su empresa petrolera nacional, se beneficia de la totalidad de los ingresos obtenidos en la producción.

318. La Demandada hace referencia a una presentación de Petrolera Ameriven a CVP del mes de noviembre de 2006 que traza una distinción entre un factor de recuperación del 5,4% del POES para la vida de 35 años del Proyecto Hamaca, en tanto que el mismo factor aplicado a la vida del campo Huyapari hasta el año 2150 se estimó en 11,7%<sup>91</sup>. Esto significa que este campo produciría más del doble de EHCO de lo que se estimó para la vida del Proyecto Hamaca utilizando únicamente técnicas de producción en frío. La Demandada recuerda asimismo que los informes anuales de gestión de PDVSA indicaban que las Reservas establecidas en ellos eran para la vida del campo y se basan en la producción final utilizando técnicas de EOR, por ejemplo, en el Informe de 2008 (CLEX 39).

319. La Demandada observa asimismo que las Demandantes nunca habrían implementado la EOR en los Proyectos si hubiesen continuado en calidad de participantes. Aun si determinadas áreas de los campos de ambos proyectos posiblemente pudieran explotarse utilizando técnicas de EOR, esta hipótesis es irrelevante, ya que estas técnicas nunca se consideraron seriamente y, en cualquier caso, ninguna de las Partes supone la implementación de estas técnicas en el marco del presente procedimiento de arbitraje. El Testigo Brown explicó que ConocoPhillips había sugerido la utilización del drenaje por gravedad asistida por vapor (SAGD, por sus siglas en inglés) cuando Petrozuata diseñaba su primer estudio piloto de EOR en el año 2005. Ni el Testigo Brown ni las Demandantes mencionan que el proyecto SAGD en estudio en Petrozuata se implementaría solo

---

<sup>91</sup> Apéndice 75 de Figuera.

en una parte determinada del área de reserva del campo Petrozuata con arenas que presentaban un espesor estimado en ese momento de al menos 40 pies y que utilizaría solo pozos con una única pared lateral. Tampoco abordan la alegación del Sr. Lyons con ocasión de la audiencia de 2010 de que no había un alto grado de confianza en que ese proyecto funcionara en Petrozuata. Aun si se hubiese implementado el proyecto SAGD, solo se habría esperado que aportara 20.000 BPD de EHCO a partir del año 2015, como muy temprano, a un costo de más de USD 1.000 millones<sup>92</sup>. ConocoPhillips rechazó la EOR en razón de que era poco rentable (C-333). Las Demandantes nunca han abordado los costos asociados a los Proyectos de EOR, que conllevan enormes gastos de capital por adelantado.

320. En síntesis, la Demandada concluye que no existe relación alguna entre las Reservas del Ministerio y los volúmenes de producción que pueden alcanzarse con la producción en frío durante los plazos de los Proyectos Petrozuata y Hamaca. La utilización que hacen las Demandantes de las Reservas del Ministerio no es más que una cortina de humo. Lo que resulta imposible de comprender es por qué razón, si los Proyectos pueden producir más que suficiente petróleo, el propio perfil de producción de las Demandantes para Petrozuata se desploma en el año 2023 y el propio perfil de producción de las Demandantes para Hamaca cae a partir del año 2031. Las Demandantes por supuesto reducen sus propios perfiles de producción porque los campos sencillamente no pueden producir más y, de hecho, producirán menos con la producción en frío.

#### c. El control de los Proyectos

321. La Demandada objeta la afirmación de las Demandantes de que su participación ininterrumpida en los sitios habría contribuido al aumento de la producción y a la mejora del rendimiento de los Proyectos. En el período posterior a la nacionalización, al igual que antes, la subsidiaria de PDVSA habría detentado la posición de control. El Artículo 5 de la Ley de Nacionalización de 1975 disponía el control a través de la empresa estatal y esto se consideró en ambas Autorizaciones del Congreso para Petrozuata y Hamaca. Por lo tanto, no podría lograrse nada significativo a menos que la subsidiaria de PDVSA otorgara su aprobación o hasta tanto lo hiciera, y esto habría sido así tanto para las asociaciones posteriores a la nacionalización como anteriormente. El Testigo Lyons reconoció el control que detentaban las subsidiarias de PDVSA en los Proyectos.

322. Las Demandantes nunca han podido explicar por qué razón debería suponerse que, en un proyecto como Hamaca, la presencia de unos pocos colaboradores de ConocoPhillips habría cambiado radicalmente los resultados alcanzados en el período posterior a la nacionalización. En Petropiar, desde la nacionalización, el personal de Chevron ha ocupado cargos clave en los proyectos de mejoramiento y en la gestión técnica, el mantenimiento, la ingeniería y construcción, y la perforación; ha sido responsable de todas las actividades principales de mantenimiento, incluida la

---

<sup>92</sup> Apéndice 80 de Figuera.

parada del año 2009, y la parada/PRAC (Plan de Restauración de Activos Críticos) combinados en el año 2012 y la serie de PREM (Plan de Restauración de Equipos Mayores) a partir del año 2012.

### 3. *La Conclusiones del Tribunal*

#### a. La importancia de las cifras de producción reales

323. El Tribunal analizará la producción correspondiente a cada uno de los Proyectos por separado. Tal como se ha explicado *supra*, utilizará cifras reales en tanto se encuentren disponibles y lo hará sobre la base de pruebas confiables. Sin embargo, este enfoque es posible solo en la medida en que la operación del Proyecto desde la expropiación se mantenga cercana a las características que habrían imperado si no se hubiesen extinguido los Convenios de Asociación. La principal preocupación al respecto se relaciona con las cifras reales y las proyecciones presentadas por la Demandada a partir del año 2009.

#### b. Las proyecciones de producción a partir del año 2009

324. La Demandada sostiene que la producción de petróleo de los Proyectos fue muy inferior a la que se había proyectado. En sustento de su alegación, la Demandada utilizó datos de rendimiento reales, esto es, ventas de CCO, y estimó los volúmenes de producción de EHCO y los costos relacionados en los que se habría incurrido en un escenario en el cual se hubiesen mantenido las asociaciones<sup>93</sup>.

325. Sin embargo, este planteamiento, explicado en mayor detalle *supra*, no es correcto. La producción de EHCO disponible del Sr. Patiño se basaba en un cálculo retro de lo que él consideraba las cantidades máximas de petróleo que podían extraerse de los pozos realmente existentes y de los que se perforarían ulteriormente. Las cantidades de EHCO que empleó con este propósito fueron manifiestamente inferiores a lo que considerara cantidades de EHCO accesibles en los campos y susceptibles de ser extraídas si hubiesen estado disponibles los pozos necesarios, lo que, en su opinión, no fue así.

326. La Demandada no brindó muchas explicaciones acerca de la separación que operara desde el año 2009 entre la producción de crudo sintético o CCO y la venta de petróleo mezclado. Aunque no se encuentre sustentada por comentarios ni pruebas concretas, la afirmación de la Demandada es clara:

---

<sup>93</sup> Los contratos en materia de migración preveían que el mejoramiento del crudo extrapesado no constituía la producción exclusiva y que la empresa mixta vendería además otros hidrocarburos (cf. Artículo 3 del contrato de Hamaca de fecha 5 de diciembre de 2007, R-45, y el borrador de fecha 17 de enero de 2007, C-31, respectivamente, para Petrozuata de fecha 22 de enero de 2007, C-32).

[L]os programas de capacidad de producción del Sr. Patiño para Petrozuata y Hamaca arrancan el 1 de enero de 2009 porque en 2009, las compañías creadas tras a la nacionalización comenzaron a operar de manera inconsistente con el modelo de asociación previo a la nacionalización en el sentido que produjeron y vendieron (o intercambiaron con otras empresas mixtas) productos mezclados, actividad en la cual las asociaciones no estaban autorizadas a participar. En el período posterior a la nacionalización y anterior al 1 de enero de 2009, las empresas mixtas produjeron y vendieron sólo CCO y, en consecuencia, el desempeño real en ese período representa lo que probablemente habría sido el desempeño de las asociaciones si hubieran continuado existiendo.<sup>94</sup>

El Sr. Patiño hizo una afirmación similar:

Mis programas de capacidad de producción se basaron exclusivamente en los volúmenes de EHCO requeridos para alcanzar las ventas y producción reales de CCO reportadas en el periodo histórico (y por lo tanto, excluyeron los volúmenes de EHCO que se utilizaron para producir productos mezclados que los Proyectos bajo el modelo de asociación no tenían permitido vender). Debido a que estos volúmenes son inferiores a la producción real de EHCO alcanzada en el periodo histórico, también ajusté los programas de perforación de los Proyectos para que cotejen con aquellos volúmenes reducidos de EHCO, eliminando así costos en el periodo histórico que las asociaciones hubieran podido evitar difiriendo la capacidad de producción de EHCO de la que no se hubieran podido beneficiar. Por lo tanto, el EHCO que se produjo en el periodo histórico pero que no le hubiera sido útil a las asociaciones se excluyó del periodo histórico y se movió, junto con los costos correspondientes, al futuro (periodo de proyección) cuando las asociaciones, de haber persistido, lo hubieran podido utilizar<sup>95</sup>.

327. En calidad de perito, el Sr. Patiño no pudo prestar declaración testimonial en este sentido. No ha sido refutado por la Demandada. La pericia del Sr. Patiño se basaba en cantidades de EHCO suministradas a los mejoradores sustancialmente inferiores a lo que se había previsto con anterioridad al año 2009. Por lo tanto, incorporó en su análisis la caída del EHCO disponible para la producción de crudo sintético mejorado. Al proceder de esta manera, no se basó en las cantidades de EHCO que se habían extraído y trasladado a los mejoradores antes del año 2009 cuando los Proyectos se operaban tal como fueran diseñados por los participantes que actuaban en virtud de los Convenios de Asociación. Le manifestó además al Tribunal que su estudio y sus instrucciones eran diferentes de la metodología que existía actualmente en los Proyectos<sup>96</sup>.

---

<sup>94</sup> Escrito Final sobre la Cuantía de la Demandada, párr. 317.

<sup>95</sup> Informe Consolidado del Sr. Patiño (nota al pie 31). Al hacer referencia a esta nota, la Demandada interpretó que el EHCO producido y utilizado en el período que comenzara el 1 de enero de 2009 para la producción de productos mezclados “permanece en el subsuelo hasta que sea necesario para la producción de CCO”. (Escrito Final sobre la Cuantía de la Demandada, párr. 317 *in fine*). Este supuesto es puramente teórico y no guarda relación alguna con la vida real de los campos.

<sup>96</sup> Cf. TR-S, Audiencia de febrero de 2017, Día 9, págs. 920:17-923:7.

328. Las mismas cifras reducidas sirvieron posteriormente para la presentación que el Sr. Figuera realizó ante el presente Tribunal por primera vez con su Tercer Testimonio Suplementario. Sin embargo, su testimonio no se basa en su conocimiento personal, en tanto había abandonado los Proyectos mucho antes del año 2009. Demostró además que su información le había sido proporcionada por fuentes externas (básicamente el Sr. Patiño), porque no se encontraba en ninguna de las declaraciones que había presentado anteriormente ante el Tribunal. Además, sus nuevas cifras son inconsistentes con aquellas incluidas en sus declaraciones testimoniales anteriores.

329. La interpretación del Sr. Figuera del cambio que ocurriera desde el año 2009 en los volúmenes de producción suministrados a los mejoradores es distinta de aquella del Sr. Patiño y de la afirmación de la Demandada. En efecto, para el Sr. Figuera, cuando los Proyectos comenzaron a utilizar el exceso de producción de EHCO, en la forma de ventas de DCO u otros productos mezclados, “[e]sto se debió al OSF crónicamente bajo en el mejorador de Hamaca y a ciertos eventos en Petrozuata que también redujeron el rendimiento del mejorador”<sup>97</sup>. Por lo tanto, el Sr. Figuera invirtió la cadena de causalidad: la reducción en las cantidades de EHCO suministradas al mejorador no fue consecuencia de la elección de vender petróleo mezclado, sino el efecto de restricciones de acceso al mejorador expresadas por su menor OSF. Sin embargo, el Sr. Figuera no proporciona ninguna información sobre hechos reales en sustento de su afirmación. El cambio repentino observado a partir del año 2009 no tiene explicación alguna con base en la cronología de acontecimientos: en la segunda mitad del año 2007 y en el año 2008, los mejoradores operaban correctamente y cumplían con los parámetros para las producciones de EHCO a CCO igual que antes. El Testigo Figuera declaró que, en la segunda mitad del año 2007 y en el año 2008, no se produjo petróleo mezclado (DCO o Merey 16) en Hamaca o Petrozuata<sup>98</sup>. El cambio a la producción de petróleo mezclado tuvo lugar en el año 2009. Una evaluación de la calidad del mejorador no puede mostrar un “salto” repentino del OSF del 79% al 60% de 2008 a 2009, sin explicación operativa alguna que no sea el volumen de EHCO suministrado al mejorador. No se ha dado cuenta de ninguna modificación con respecto al rendimiento del mejorador. No existen pruebas ante el Tribunal de que los volúmenes de EHCO entrante y CCO saliente se redujeran debido a una disponibilidad limitada de los mejoradores que igualmente se habría materializado en el marco de la operación en virtud de los Convenios de Asociación<sup>99</sup>. El Sr. Figuera adoptó las cifras del Sr. Patiño y su enfoque basado en las tasas de declinación. La conclusión del Sr. Patiño con respecto a la producción limitada de los mejoradores se basó en su interpretación de la producción de EHCO proveniente de los campos y no en el análisis del rendimiento de los mejoradores, el cual no había realizado. Es ilustrativo

---

<sup>97</sup> Cuarto Testimonio Suplementario, 7 de enero de 2015, párr. 21.

<sup>98</sup> Cuarto Testimonio Suplementario, 7 de enero de 2015, párr. 21, nota al pie 46.

<sup>99</sup> El Testigo Sheets explicó que es más oneroso refinar crudo pesado que crudo dulce ligero. “Por esta razón, si el diferencial entre el crudo pesado y el liviano cae lo suficiente, en algún punto se justifica económicamente que los refinadores conviertan la capacidad de refinamiento del crudo pesado en capacidad de refinamiento normal para crudo liviano (llamada “moldear” la instalación de coque). Se puede alcanzar este punto cuando el diferencial disminuye en pocos dólares”. (Declaración Testimonial, 30 de octubre de 2009, párr. 22).

observar las cifras que enumera a modo de conclusión de su análisis del rendimiento de los mejoradores<sup>100</sup>: en primer lugar, el perito identifica la posible producción de EHCO al mejorador como consecuencia de su análisis del EHCO disponible en los campos; y luego, en segundo lugar, calcula el CCO saliente utilizando exclusivamente el factor del rendimiento, como si el mejorador operara a un OSF del 100%<sup>101</sup>. La Demandada<sup>102</sup> y sus peritos valuadores<sup>103</sup> han reproducido las mismas cifras.

330. Estos elementos básicos de las cifras de producción de la Demandada se analizarán en mayor detalle *infra*.

331. La Demandada no ha presentado testimonio alguno sobre esta cuestión ante el presente Tribunal. Este último supone que esto se podría haber hecho fácilmente citando al personal responsable de la operación de los proyectos bajo la conducción de PDVSA y, por consiguiente, bajo el control del Estado. La prueba presentada ante el Tribunal se basa en gran parte en documentos relacionados con las ventas de petróleo. Las ventas son en dos partes. La mayor parte se relaciona con facturas y ventas de CCO. La parte más pequeña se trata de la venta de petróleo mezclado, que significa petróleo no mejorado y vendido como cantidades de EHCO combinado con nafta (DCO) o con Mesa (lo que deriva en Merey 16), usualmente en una proporción del 76,67% al 23,33%.

332. La Demandada objetó la utilización de cualquier cifra relacionada con el petróleo mezclado, alegando que no se les permitía a los Proyectos comercializar este petróleo, en tanto se encontraban obligados a producir exclusivamente crudo sintético<sup>104</sup>. La última observación es correcta, sin perjuicio del análisis de la cuestión que consiste en determinar si se les permitía a los Proyectos vender petróleo mezclado durante las paradas. Las partes principales de la carta del Ministerio de Energía y Minas de fecha 23 de junio de 2005 respecto de Hamaca<sup>105</sup> rezaba lo siguiente:

TERCERO: La mezcla de hidrocarburos extrapesados solo está prevista en las fases preoperativas, pero no así en las fases posteriores de la explotación. En la decisión del Congreso y en el Informe de la Comisión Bicameral no se autoriza la mezcla de hidrocarburos extrapesados durante los períodos correspondientes a la parada de planta.

<sup>100</sup> Informe de Experto Consolidado, 17 de octubre de 2016, párrs. 116, 193.

<sup>101</sup> Por ejemplo, para Petrozuata y para el año 2017, una producción de EHCO al mejorador se determina en 86.829 BPD, que produce 74.855 de CCO, que es el resultado del factor de rendimiento de 0,8621. Para el mismo año, en Hamaca, 143.432 BPD de EHCO producen 135.256 de CCO, resultado obtenido mediante un factor de rendimiento de 0,947. No se ha medido impacto alguno de un OSF reducido en estos cálculos.

<sup>102</sup> Escrito Final sobre la Cuantía de la Demandada, párrs. 325, 363.

<sup>103</sup> Brailovsky/Flores, Informe de Experto Consolidado sobre Valuación, 17 de noviembre de 2016, párrs. 246-249, 259.

<sup>104</sup> Cf. Autorización del Congreso Hamaca, Condición Décima (R-93); Convenio de Asociación Hamaca (Sec. 6.2).

<sup>105</sup> Testimonio del Dr. Mommer, Apéndice 1, que incluía una carta casi idéntica enviada a Petrozuata el mismo día (también C-217, R-199).

CUARTO: Las actividades realizadas o situaciones creadas, durante la explotación del crudo extrapesado en la Faja Petrolífera del Orinoco, que excedan del límite de la decisión del Congreso de la República, deben considerarse fuera del marco de dicha decisión. En consecuencia, debe entenderse que las actividades y situaciones aludidas, quedan sometidas a las disposiciones de la normativa vigente, en especial a las [disposiciones] del Decreto con Fuerza de Ley Orgánica de Hidrocarburos de fecha 13 de noviembre de 2001.

El quinto párrafo explica además que los volúmenes de hidrocarburos que exceden la producción mensual promedio de MBD que fue aprobada por el Congreso estarán sujetos a la tasa de regalías del 30% establecida por la ley mencionada anteriormente, y que esto también se aplica en casos de volúmenes relacionados con la mezcla de crudos extrapesados. También se afirmó que el pago de tales regalías no legitima los excesos identificados y no implica una autorización para tales actividades.

333. El Tribunal interpreta que este último párrafo se encuentra dirigido esencialmente a la regalía, que será la tasa regular del 30% en el caso de cualquier producción en exceso que supere el volumen de 197 MBD de crudo extrapesado. La mezcla del crudo extrapesado no se encontraba prohibida durante las paradas, sino que se toleraba. Tal como se estableciera en el párrafo 4, esta producción se encontraba fuera de la actividad regida por el Convenio de Asociación. El Artículo 1 del Convenio Hamaca define “Producción Comercial” como “el petróleo mejorado obtenido del mejoramiento del Crudo Extra Pesado”, en tanto que el Artículo 1 del Convenio Petrozuata establece que el término “Proyecto” se relaciona con la producción y el mejoramiento del crudo extrapesado; el petróleo mezclado no se incluye en estas definiciones<sup>106</sup>. Por lo tanto, las cantidades de petróleo mezclado que ConocoPhillips presuntamente había producido y vendido y que luego preveía proporcionar sin pasar por el mejorador durante las paradas no se encontraban comprendidas en el ámbito de aplicación de los Convenios de Asociación. Sin embargo, formaron parte de la “expropiación”, porque representaban activos e intereses que se encontraban incluidos en el alcance de la expropiación de conformidad con el Artículo 2 de la Ley sobre los Efectos del Proceso de Migración a Empresas Mixtas de los Convenios de Asociación de la Faja Petrolífera del Orinoco de fecha 11 de septiembre de 2007 (C-35).

334. La parte principal del argumento de la Demandada con respecto a la mezcla es errónea. El Tribunal no considera pertinentes las ventas reales o futuras de petróleo mezclado. Solamente observa, que existían cantidades sustanciales de EHCO disponible para permitir la venta de cantidades considerables de barriles de petróleo mezclado desde el año 2009, lo que considera importante. La Demandada observó que, en Petrozuata, se vendió “un volumen significativo de productos

---

<sup>106</sup> Por el mismo motivo, los peritos de la Demandada explicaron que la disposición de compensación de Hamaca que se basa en ingresos provenientes de la producción comercial no era aplicable a una actividad como la mezcla; TR-S, Audiencia de febrero de 2017, Día 6, págs. 140:21-141:9 (Flores).

mezclados”<sup>107</sup>. La situación era la misma en Hamaca<sup>108</sup>. Si se hubiesen mantenido en vigor los Convenios de Asociación, este EHCO no se habría utilizado a los fines de mezclado, sino que se lo habría incluido en el proceso de mejoramiento y se lo habría agregado a las cantidades de petróleo vendido como CCO.

335. A la luz de la omisión incurrida al no tomar en consideración el EHCO disponible para la mezcla, las cantidades de EHCO a las que hicieron referencia el Sr. Patiño y el Sr. Figuera no son confiables a fin de determinar la producción de CCO tal como habría sido posible si los Proyectos se hubieran mantenido de la manera en que operaban en virtud de los Convenios de Asociación. Parecería que el Sr. Patiño tenía conocimiento de esta diferencia en la cuenta, porque también enumeró las cantidades de EHCO eventualmente extraíbles. Sin embargo, no utilizó esas cifras, y tanto el Sr. Figuera como la Demandada y sus peritos las ignoraron. Reaparecerán en el análisis del Tribunal *infra*.

336. Sin embargo, el Tribunal determina que el planteamiento de las Demandantes tampoco es preciso. En los modelos y documentación de las Demandantes, no se considera que las cantidades de petróleo que se contabilizaron como “mezclado” en las Tablas presentadas el 20 de marzo de 2017 posean esta característica (compuestas de EHCO y nafta u otro diluyente). Las Demandantes agregan en un comentario a sus Tablas que la fuente de este petróleo “mezclado” ha de hallarse bajo “EHCO de desvío”<sup>109</sup> [Traducción del Tribunal]. Las Respuestas de las Demandantes de fecha 10 de julio de 2017 afirman que la producción de petróleo mezclado se ha reflejado en los planes de negocios anteriores a la expropiación<sup>110</sup>, aunque sin demostrar de manera convincente que esa producción consistiera en algo más que simple EHCO que no pasaba por el mejorador. Los modelos y las cuentas de los peritos de las Demandantes determinan cantidades de “EHCO de desvío”

---

<sup>107</sup> Estimación de Costos para Petrozuata de la Demandada, págs. 7, 72, 73; TR-S, Audiencia de marzo de 2017, Día 14, págs. 2576:19-2577:4, 2595:16-20 (Preziosi).

<sup>108</sup> Estimación de Costos para Hamaca de la Demandada, págs. 7, 76, 97.

<sup>109</sup> Cf. Tablas de las Demandantes presentadas el 20 de marzo de 2017 para Petrozuata y Hamaca.

<sup>110</sup> Pregunta 15, párr. 36. Sin embargo, el Plan de Negocios de Petrozuata de 2006 simplemente menciona la producción de EHCO de desvío (diapositiva 2, LECG-082). El Plan de Negocios de Hamaca de 2006 observa la utilización de EHCO para “mezcla y ventas” independiente del mejorador durante las paradas (pág. 20) [Traducción del Tribunal]; registra precios para la mezcla de EHCO (pág. 17) que son tan bajos (comparados con la nafta) que sustentan el supuesto de simple producción de EHCO. Cuando las Demandantes citan a sus peritos (*ibidem*, nota al pie 62), hacen alusión a su declaración de “EHCO” y no “mezcla” (CLEX-086). De manera similar, el 18 de mayo de 2006, la Junta Directiva de Hamaca previó una producción de EHCO de desvío durante las paradas (C-344, Apéndice 25 de Figuera, págs. 3, 8) y, en su reunión de fecha 12 de septiembre de 2006, supuso una producción de 80 MBD de EHCO durante esta ocasión (Apéndice 75 de Figuera, pág. 2). La producción de desvío durante las paradas por renovaciones y las paradas de emergencia también se reconoció en Petrozuata; cf. Estados Financieros de 2006/5, pág. 14, que observaron que la producción de desvío consistía en EHCO no procesado a través del mejorador (LECG-009); y para 2004/3, págs. 14/15, que agregaron que el petróleo producido por desvío se mezclaba con crudo de Santa Bárbara (LECG-094). El Abogado de la Demandada mencionó un acuerdo del Ministerio con PDVSA “para brindar el Mesa necesario para el proceso de mezclado” durante la parada de 2006 en Hamaca; TR-S, Audiencia de septiembre de 2017, Día 16, pág. 4339:1-7 (Preziosi).

durante los años de paradas. Contrariamente a la afirmación de las Demandantes, el término “petróleo mezclado” no se utiliza en ese sentido; “EHCO de desvío” es EHCO, y no “petróleo mezclado”. El Modelo Económico Compuesto (MEC) de 2006 registra, por ejemplo, 2.400.000 millones de barriles (MMB) como “EHCO de desvío” para cada año de parada en Petrozuata, en tanto que la línea denominada “(Mezcla (Zuata 9 - Nafta)” se encuentra completamente vacía<sup>111</sup>. Para Hamaca, la cifra principal es 2.880.000, también bajo el título de “EHCO de desvío” (no hay mención alguna de mezcla)<sup>112</sup>. En consonancia con ello, no existe, para Petrozuata, un costo relacionado con el componente de nafta del 23,33% del petróleo mezclado<sup>113</sup>; para Hamaca, se señalan los costos para “Nafta Composición”, pero este gasto aparece como proyección y no es relevante para el petróleo vendido como EHCO<sup>114</sup> [Traducción del Tribunal]. Los peritos de las Demandantes dan cuenta del EHCO de desvío en los años de parada, combinado con precios relacionados con el EHCO vendido (ni CCO ni petróleo mezclado). Por otra parte, el volumen total de 913,5 millones de barriles que se reclama como pérdida de las Demandantes para el período posterior a la expropiación de Petrozuata incluye un volumen de 9.044.000 MMB de EHCO de desvío<sup>115</sup>. Esta cuenta puede ser fuente de errores debido a que los precios del EHCO vendido en el mercado son distintos de aquellos del CCO<sup>116</sup> y del petróleo mezclado con un diluyente (sustancialmente inferiores). Para Hamaca, el total de EHCO de desvío fue de 20.880.000 MMB<sup>117</sup>. Por otro lado, el EHCO que no pasa por el mejorador se encuentra cubierto por la expropiación de un activo o interés de conformidad con el Artículo 2 de la Ley del año 2007, en tanto es aplicable al petróleo mezclado.

337. Ante todo, el Tribunal observa que no existe prueba alguna sobre la producción de petróleo mezclado durante las paradas en el argumento de las Demandantes. Además, la actividad de los pozos puede reducirse, pero no puede detenerse por completo; había cantidades de EHCO de las que se podía disponer cuando no se disponía de capacidades de mejoramiento debido a una parada

---

<sup>111</sup> MEC, págs. 53-55/pdf.

<sup>112</sup> MEC, págs. 244/245/pdf.

<sup>113</sup> MEC, págs. 63-65/pdf.

<sup>114</sup> Cf. MEC, págs. 245/246/pdf, y CLEX-086, Hamaca, OPEX. Estos costos se explican como proyecciones de ventas futuras de productos mezclados por parte de las Demandantes (cf. Estimaciones de Costos de la Demandada para Hamaca, en los Nos. 14 y 21). Sin embargo, esta producción nunca tuvo lugar, y los peritos de las Demandantes, al contabilizar los costos de la nafta, en realidad contabilizan la venta de EHCO de desvío que no contiene nafta. En cualquier caso, el monto en USD correspondiente a las partes de nafta mencionadas no cumple con las cantidades de EHCO de desvío si se prefiriera interpretar que dicho EHCO fue utilizado para la producción de petróleo mezclado.

<sup>115</sup> MEC, pág. 52/pdf; el Escrito Final sobre la Cuantía de las Demandantes, párr. 34, observa que, durante los períodos de mantenimiento del mejorador, el Proyecto Petrozuata vendía productos mezclados. Véase también MEC, pág. 15, que registra un total de 934,9, cantidad que los peritos de las Demandantes redujeron a 913,5 a efectos de excluir la primera mitad del año 2007; Abdala/Spiller, Evaluación de Daños para las Expropiaciones de las Inversiones de ConocoPhillips en Venezuela, 19 de mayo de 2014, nota al pie 37.

<sup>116</sup> En la valuación de los peritos de las Demandantes, los precios de EHCO vendido representan aproximadamente un 30% del precio del crudo sintético pesado; cf. CLEX-086, Ingresos (Petrozuata y Hamaca).

<sup>117</sup> Cf. MEC, págs. 244/245/pdf.

en curso. Una parte de estos volúmenes de EHCO podía almacenarse en el sitio del mejorador y disponerse tan pronto como se terminara la parada. Otra parte, que superaba estas capacidades de almacenamiento, se vendía como EHCO. Los peritos de la Demandada no dan cuenta de estos volúmenes de “EHCO de desvío”<sup>118</sup>, aunque se los incluye en los cálculos de los peritos de las Demandantes conjuntamente con los precios en USD que parecen representar cantidades de alrededor de 30% en comparación con los precios de venta del crudo sintético pesado. Representan lo que las Demandantes denominan de manera errónea “petróleo mezclado”.

338. El Tribunal tiene dos maneras de tener en cuenta esta venta suplementaria de EHCO que representa una pérdida cuando se la compara con el escenario contrafáctico regido por los Convenios de Asociación. Una opción sería tener en cuenta los volúmenes respectivos de EHCO desviado y vendido durante las paradas por separado y deducir los costos, regalías e impuestos asociados. El Tribunal no adopta este método, porque, en ausencia de información confiable sobre estos últimos puntos, el resultado podría ser especulativo<sup>119</sup>. La otra opción se basa en la verdadera función de la venta de EHCO de desvío, que consiste en compensar parte de la pérdida en la producción de CCO mejorado durante las paradas. Tal como se explicará en la parte F *infra*, esta compensación se realiza en forma de valores adicionales al insumo total de EHCO al mejorador y al CCO resultante.

#### c. Las cifras de las Reservas

339. El Tribunal reconoce la diferencia existente entre las Reservas disponibles para los Proyectos durante la vida útil de estos y las Reservas que quedan desde entonces en los campos hasta un momento posterior cuando se agotarán completamente después de que se hayan utilizado todas las técnicas disponibles para la extracción de petróleo.

340. Sin embargo, el Tribunal advierte una brecha en el razonamiento de la Demandada. Una cosa es afirmar que la cantidad total de Reservas de todo el campo no estará a disposición de los Proyectos durante los próximos 20 años, pero otra cuestión consiste en saber la cantidad de Reservas de petróleo que contiene el campo que pueden ser extraídas por los Proyectos durante su vida útil. En otras palabras, aunque las Reservas del campo ofrecen producción de petróleo durante un plazo más prolongado que el de los Proyectos, esto no establece cuánto habrá a disposición de los Proyectos y cuánto quedará cuando se cumpla su plazo. Para responder esta pregunta, uno necesita

---

<sup>118</sup> Cf. Brailovsky/Flores, Informe de Experto Consolidado sobre Valuación, 17 de noviembre de 2016, notas al pie 129 y 152, donde se observa la referencia que hacen los peritos de las Demandantes a la venta de EHCO de desvío y petróleo mezclado, respectivamente, durante las paradas.

<sup>119</sup> Por ejemplo, la regalía se fijaría en un 30% y no se combinaría con el impuesto de extracción a un total del 33½%.

evaluar las Reservas disponibles para los Proyectos o la diferencia entre estas Reservas y las Reservas del campo. La Demandada no aportó esta información<sup>120</sup>.

341. La información proporcionada por las cifras de las Reservas del Ministerio implica la utilización de técnicas que son más desarrolladas y más productivas que la producción en frío operada por los Proyectos. En este sentido, se mencionan las técnicas de EOR. Sin embargo, aun cuando se presume que las Reservas del Ministerio comprenden las Reservas que contiene el campo que no son accesibles a los Proyectos en tanto no modifiquen su modo operativo, esta información no determina la cantidad de Reservas disponibles para los Proyectos.

342. Lo que la Demandada denomina argumento básico del Sr. Figuera, según el cual las reservas disponibles para el dueño de los recursos siempre serán superiores a las Reservas para un proyecto en particular de plazo específico, naturalmente es correcto, aunque no ayuda a identificar la cantidad de Reservas disponibles para los Proyectos. La fórmula del Sr. Figuera sería absolutamente correcta si los Proyectos dejaran un barril de petróleo en el campo cuando dejan el proyecto. Se requiere un análisis más profundo.

343. Un ajuste del argumento básico del Sr. Figuera se relaciona con el impacto de los costos. A diferencia de las Reservas de los Proyectos, que se explican solo si la recuperación es cierta o probable cuando se utiliza una técnica que sea conocida y probada, las Reservas del Ministerio no explican el impacto de costos mayores como resultado de la utilización de técnicas nuevas y la dificultad de extraer petróleo del campo hasta su punto de agotamiento. Podría existir un punto en el que la producción basada en el remanente de las Reservas del Ministerio en el campo se torne poco rentable, en especial, cuando se la compara con los costos de importar petróleo desde el extranjero.

344. La Demandada realiza su demostración por referencia a los factores de recuperación de POES de Hamaca que oscilan entre 5,4% y 11,7%, según se tiene en cuenta la vida del Proyecto de 35 años de duración o la vida del campo. Nuevamente, aun si fuera correcta, esto no demuestra que la recuperación del 5,4% no sería suficiente para la operación del Proyecto según sus proyecciones<sup>121</sup>. Estas cifras tampoco explican si no podría aumentarse la recuperación posible del Proyecto, a efectos de obtener cantidades por encima del 5,4% aunque aún por debajo del 11,7%, y, de ser así, de qué manera<sup>122</sup>. El mismo documento identifica el crudo recuperable hasta el año 2150

---

<sup>120</sup> Los peritos valuadores de la Demandada podrían haber recabado esta información cuando visitaron el proyecto, pero se les impartieron instrucciones de no formular preguntas acerca de la producción de los yacimientos; TR-S, Audiencia de marzo de 2017, Día 12, pág. 1945:10-16 (Flores).

<sup>121</sup> Cf. Apéndice 75 de Figuera, diapositiva 15.

<sup>122</sup> El Tribunal observa que el Plan General de Negocios adjunto como Apéndice B al Convenio de Asociación Hamaca (C-22, pág. 125/pdf) prevé “un factor de agotamiento primario de 10,5%”, fundando esta conclusión en un POES estimado de 33.000 millones de barriles y el plan actual de perforación “basado en los resultados de estudios de

como 3.715 MMB<sup>123</sup>, que es más que suficiente para permitir la extracción de los volúmenes previstos por el Proyecto. Si la situación fuera tan alarmante como la presenta la Demandada, uno esperaría encontrar al menos una nota en ese informe presupuestario. Dicha nota no existe.

345. Cabe destacar que, para el campo Huyapari (que es parte de Hamaca), el Informe de PDVSA de 2015 registra 4.500 millones de Reservas Probadas en el año 2015 (CLEX-090)<sup>124</sup> y compara este volumen con una producción real de 151 MBD, que se afirma se encuentra en una relación de 1:83 respecto de las Reservas. Los informes relativos al período comprendido entre los años 2008 a 2013 observan cantidades de Reservas de entre 4.136 y 5.340 millones, con cifras de producción de entre 125 y 165 MBD al año (CLEX-039). El Informe presentado por PDVSA ante la Comisión de Valores de los Estados Unidos el 17 de noviembre de 2006 dio cuenta de 3.808 millones de reservas probadas para el campo Huyapari de Hamaca, observando que, a una tasa de producción de 106 MBD, esto permitiría la producción durante 98 años (C-258, págs. 27, 42/pdf). De manera similar, las cifras de Petrozuata habían cambiado de 2.522 millones a fines del año 2004 (mismo Informe, pág. 42/pdf) a 2.400 millones en el año 2006 (C-404) y 3.900 millones en el año 2010 (C-623)<sup>125</sup>. El Informe Descriptivo de 1996 había determinado que una reserva de 2.700 millones era suficiente para garantizar los 1.500 millones que produciría el Proyecto durante 35 años<sup>126</sup>. Cualquier otra postura sería contraria al Convenio de Asociación (C-21) donde las partes aceptaron que podrían planearse actualmente 1.533 millones de barriles como “Petróleo Total Requerido” (Art. I). Parecería ajeno a la realidad sostener que las reservas del Proyecto se extraerán en su totalidad en un futuro cercano.

346. Las Partes no han aportado pruebas que permitan al Tribunal arribar a conclusiones precisas respecto del posible impacto de la EOR u otras técnicas distintas de la producción en frío. Aunque se haya afirmado que estas técnicas eran poco rentables, debe hacerse hincapié en que esto fue en el año 2003 o posteriormente, pero antes del año 2007. Por ejemplo, el Tribunal considera demasiado escueta la afirmación de la Demandada de que la Junta Directiva de Petrozuata concluyó en su reunión de fecha 6 de octubre de 2005 que la optimización de recuperación de crudo (EOR) utilizando el drenaje por gravedad asistida por vapor (SAGD) era poco rentable (C-333). De hecho, tal como explica el Acta, la Junta quería someter la cuestión a los representantes de los accionistas.

---

laboratorio, revisión y extrapolación de la historia de producción del Bloque B, y en simulación de campos” (comentario de la figura 3).

<sup>123</sup> Apéndice 75 de Figuera, diapositiva 10.

<sup>124</sup> Cifra confirmada por el Testigo Figuera, TR-S, Audiencia de febrero de 2017, Día 8, pág. 803:17-21.

<sup>125</sup> El Testigo Figuera no objetó este supuesto (TR-S, Audiencia de febrero de 2017, Día 8, págs. 751:4-755:4), habiendo aceptado anteriormente que la cifra de 2.477 millones de barriles era correcta (TR-S, Audiencia de 2010, Día 8, págs. 2081:12-2082:16).

<sup>126</sup> Proyecto de Asociación Maraven-Conoco Petrozuata C.A. Memoria Descriptiva, pág. 130/pdf (C-92); Revisión de la Memoria Descriptiva de enero de 2000 (C-323, pág. 59/pdf). El Testigo Lyons confirmó las cifras (TR-S, Audiencia de febrero de 2017, Día 7, págs. 362:18-363:17, 394:20-395:1) y la cifra de 2,434 considerada en el año 2006 (TR-S, Audiencia de febrero de 2017, Día 7, págs. 465:3-467:5, 468:11-471:6).

Se observó que el Ministerio le imponía a Petrozuata un tope de 120.000 BPD de EHCO al mes; el Acta entonces rezaba lo siguiente:

Consecuencias – si el tope continúa por la vida de la concesión, no hay incentivo para cambiar la técnica vigente de producción en frío hasta o después del año 2030 (pág. 297).

El testigo de la Demandada, Sr. Figuera, estaba dedicado a considerar activamente un cambio a técnicas de EOR, tal como se observa en el Acta:

Rubén Figuera propuso que el Proyecto Piloto de Optimización de Recuperación de Crudo (EOR) sea considerado una inversión en tecnología y como tal ejecutado con los recursos reservados de la contribución requerida por la Ley Orgánica de Ciencia y Tecnología, la cual ha sido estimada para el 2006 en aproximadamente USD 34 MM. Los miembros de la Junta Directiva consideraron que esta es una posibilidad, siempre que no se identifiquen otras inversiones o gastos en tecnología que acumulen el monto de la contribución estimada. Acordaron discutir este aspecto en la reunión de socios prevista para lograr consenso (pág. 300).

El Sr. Figuera explicó que el Proyecto había reconocido que existía capacidad, a través del uso de tecnología de inyección de vapor, para extraer crudo adicional con alta viscosidad de las arenas ya explotadas, pero que dicha tecnología sería difícil de implementar dada la decisión inicial del Proyecto de perforar intensivamente utilizando pozos multilaterales<sup>127</sup>. El Testigo Lyons confirmó también que estas técnicas estaban disponibles cuando se tornaron necesarias para llenar el mejorador<sup>128</sup>. Un Dossier Informativo de EOR para Petrozuata del mes de marzo de 2005 contenía un estudio de factibilidad que promovía la EOR como opción para utilizar la producción de gas en exceso en el sitio (C-332).

347. El rechazo de la Demandada de cualquier acceso a estas técnicas en años posteriores y para la segunda parte de la vida de los Proyectos no es convincente a la luz del dictamen pericial presentado por ella misma y elaborado por el Dr. Rafael Sandrea que arribara a la conclusión de que “era probable que [las inyecciones de vapor] ya no fueran poco rentables en el año 2004, y ciertamente no eran poco rentables en los años 2006 y 2007, cuando los precios del crudo aumentaron rápidamente”<sup>129</sup>. Este informe es consistente con las deliberaciones de la Junta Directiva de Petrozuata en el año 2005<sup>130</sup>. El interés real por esta tecnología mejorada también queda demostrado por

---

<sup>127</sup> Figuera, Testimonio, 20 de julio de 2009, párr. 22; Testimonio Suplementario, 26 de enero de 2010, párrs. 20, 27; Tercer Testimonio Suplementario, 15 de agosto de 2014, párr. 72.

<sup>128</sup> TR-S, Audiencia de marzo de 2017, Día 11, pág. 1556:11-19.

<sup>129</sup> Testimonio del Experto Dr. Rafael Sandrea, 29 de enero de 2010, pág. 29.

<sup>130</sup> Se dijo que se adoptaron iniciativas para introducir la inyección de vapor; TR-S, Audiencia de marzo de 2017, Día 11, págs. 1527:15-1528:16 (Lyons), págs. 1529:18-1530:20 (Figuera); TR-S, Audiencia de febrero de 2017, Día 9, pág. 1046:14-21 (Patiño).

la Demandada que da cuenta de una “evaluación de EOR” en Hamaca en el año 2015 por la que reclama el reembolso de costos en la suma de USD 5,6 millones<sup>131</sup>. El Tribunal entiende que existía sin dudas potencial para la introducción de técnicas de extracción nuevas y más eficientes que habrían expandido las Reservas de los Proyectos y aumentado su producción<sup>132</sup>. El Testigo Figuera informó que todos los pozos perforados desde el año 2015 fueron adaptados para recuperación mejorada con vapor en el futuro, una estrategia consistente con las directivas del Ministerio para que todos los proyectos se prepararan para la utilización de técnicas de EOR para lograr un mayor factor de recuperación en los campos<sup>133</sup>. PDVSA informó para el año 2009 que el proyecto de inyección de vapor (SAGD) “fue puesto en marcha como método de recuperación mejorada para crudos extrapesados en el área de la Faja del Orinoco, para aumentar el factor de recobro de reservas de hidrocarburos hasta un 60%”<sup>134</sup>. Sin embargo, el expediente del Tribunal no contiene información ni pruebas suficientes para permitir que se tenga en cuenta una ampliación de la extracción de petróleo en términos cuantitativos. No obstante, la disponibilidad de estas técnicas, respaldadas por el perito de la Demandada, Dr. Sandra, desde antes de la expropiación en el año 2006, permite aceptar que los Proyectos tenían un potencial de desarrollo que podría haber compensado en gran parte la supuesta declinación de la capacidad de los Proyectos para recuperar EHCO según alega la Demandada en el marco del procedimiento que nos ocupa.

#### d. La gestión de PDVSA

348. El Tribunal considera verosímil que una cantidad de empleados superior a lo normal abandonara Venezuela como consecuencia de la migración a empresas mixtas y la expropiación de dos titulares importantes de convenios de asociación en la Faja del Orinoco. Sin embargo, observa que no ha recibido información detallada de este traslado y literalmente nada respecto de su impacto en la operación de los Proyectos.

349. El simple hecho de que PDVSA ofreciera salarios sustancialmente inferiores al personal venezolano no demuestra que la calidad de su trabajo fuera inferior a aquella de quienes trabajaban anteriormente en los proyectos. Se ha afirmado que los empleados técnicos más experimentados

---

<sup>131</sup> Cálculo de Costos del Proyecto Hamaca, pág. 49.

<sup>132</sup> El potencial para la implementación de esas técnicas futuras ya había sido reconocido en el Plan General de Negocios adjunto como Anexo B al Convenio de Asociación Hamaca (C-22, pág. 125/pdf) al observar que: “La recuperación secundaria utilizando agua, gas, vapor o cualquier otro método, no está planificada en este momento, pero pudiera ser determinada como posible, a medida que se vaya aprendiendo más acerca de las características de los campos en el Área Especificada” (comentario a la figura 3).

<sup>133</sup> Cf. Cuarto Testimonio Suplementario, 7 de enero de 2015, párr. 59; Testimonio adicional, 20 de julio de 2009, nota al pie 19; Testimonio Suplementario, 26 de enero de 2010, párr. 27; Tercer Testimonio Suplementario, 15 de agosto de 2014, nota al pie 207; Cuarto Testimonio Suplementario, 7 de enero de 2015, párr. 85.

<sup>134</sup> PDVSA Memoria y Cuenta 2009, pág. 716 (C-564).

abandonaron los Proyectos cuando ocurrió la expropiación<sup>135</sup>. Pero, aun así, ¿cuáles fueron las cifras y el impacto concreto? No se han aportado pruebas. De manera similar, la sospecha de las Demandantes de que ya no se admitía que Chevron desempeñara un rol significativo en la operación y el mantenimiento de los Proyectos en general, y de los mejoradores en particular, no se encuentra sustentada por evidencia alguna<sup>136</sup>. Es adoptada como un “supuesto clave” de los peritos de las Demandantes<sup>137</sup>. Éste no es el rol de un perito. Las Demandantes podrían haber aportado el testimonio de testigos o podrían haber ampliado el análisis de los convenios que regían determinadas empresas mixtas donde los participantes (minoritarios) extranjeros, tales como Chevron, detentaban funciones de control en calidad de operadores de partes importantes de los Proyectos<sup>138</sup>.

350. El Tribunal observa que, en ciertos aspectos, se han comprobado dificultades con el personal que pueden haber tenido el efecto de aminorar el avance del trabajo, en particular, durante las paradas en los mejoradores<sup>139</sup>. Éste podría haber sido un factor que tuviera impacto en el tiempo y en los costos. Debiera tenérselo en cuenta, si se alega correctamente y se sustenta con pruebas. Esto se considerará ulteriormente como posible impacto en los costos.

### C. Producción en Petrozuata - Upstream

351. Inicialmente se le proporcionó al Proyecto Petrozuata un campo designado compuesto de un “Área Base” de 231 km<sup>2</sup> y un “Área de Reserva” de 69 km<sup>2</sup> compuesta de dos áreas, una al sur del Área Base y otra al este. Se suponía que el Proyecto se desarrollaría a partir del Área Base, y el Área de Reserva se utilizaría solo si los socios del Proyecto acordaban que ello resultaba necesario y el Ministerio les concedía acceso.

<sup>135</sup> Lyons, Cuarta Declaración Testimonial, 16 de mayo de 2014, párr. 22; TR-S, Audiencia de febrero de 2017, Día 6, pág. 42:10-19 (King).

<sup>136</sup> El Testigo Figuera afirmó que, con posterioridad a la migración, los ingenieros de Chevron quedaron como responsables del monitoreo y planeación de las actividades aguas arriba en Hamaca (cf. Testimonio, 20 de julio de 2009, párr. 47). Los colaboradores de Chevron ocuparon posiciones clave (TR-S, Audiencia de marzo de 2017, Día 11, págs. 1537:12-1538:21). Chevron era uno de los socios más importantes en el país (TR-S, Audiencia de marzo de 2017, Día 11, pág. 1539:4-9).

<sup>137</sup> Informe de Actualización Consolidado, 17 de noviembre de 2016, párrs. 8 (a, b), 46, 116, 214; TR-S, Audiencia de febrero de 2017, Día 6, págs. 165:22-166:1; Audiencia de marzo de 2017, Día 12, págs. 1762:12-14, 1763:18-1764:1, 1765:5-10, 1768:12-1769:6, 1770:7-17, 1778:20-1779:2 (Abdala).

<sup>138</sup> El Contrato para la conversión en la empresa mixta Petropiar suscripto el 5 de diciembre de 2007 (R-45) estipulaba que el Gerente Técnico y de Operaciones será nominado por Chevron Orinoco y que la estructura de la gerencia será revisada por los socios a los fines de asegurarse que la misma responde a los fines y objeto de la empresa mixta (Art. 4.2).

<sup>139</sup> La fuente más explícita es el informe sobre la parada de Petropiar del año 2012, que observa lo siguiente: “bajo rendimiento de contratistas por falta de supervisores con experiencia”, “se tomaron muchas decisiones sin involucrar a los planificadores”, “falta de control de calidad y de especialistas por el contratista para reparación de tanques”, “no se contaba con personal suficiente para cubrir los turnos de trabajo”, “no se contaba con suficiente personal de apoyo operacional”; Apéndice 46 de Figuera, Petropiar, Informe Final de Cierre del Plan de Restauración de Activos Críticos 2012 (PRAC), agosto de 2013, pág. 87.

### 1. La Posición de las Demandantes

352. Los peritos de las Demandantes tomaron el perfil de producción de petróleo más conservador receptado en el Modelo Económico Compuesto de ConocoPhillips que había sido actualizado a fines del año 2006 (LECG-085). Esto arroja una recuperación proyectada en Petrozuata de 913,5 millones de barriles de EHCO durante el período comprendido entre el mes julio de 2007 y el año 2036<sup>140</sup>.

353. Una gran cantidad de pruebas contemporáneas confirman la razonabilidad del perfil de producción de las Demandantes, en particular: (a) las cifras de Reservas Probadas, tal como fueran certificadas en el mes de agosto de 2006 por la empresa consultora D&M en 1.020 millones de barriles de petróleo al 31 de diciembre de 2005 (LECG-078) y al 31 de diciembre de 2006 a los fines de proporcionar información a la Comisión de Valores de los Estados Unidos (*SEC*) en 936,4 millones de barriles (LECG-006, 108); (b) el Modelo Económico de Petrozuata desde fines de 2006, que muestra un saldo de 1.192 millones de barriles (LECG-077, pág. 468/pdf); y (c) el Plan de Negocios de Petrozuata de 2006, que proyectaba una producción total de 1.235 millones de barriles de EHCO del año 2006 al año 2036 (LECG-082)<sup>141</sup>.

354. El Proyecto Petrozuata probablemente habría alcanzado al menos el nivel de producción previsto antes de la expropiación y utilizado en el modelo de daños de las Demandantes, que es conservador. Además, las Demandantes habrían promovido la utilización de técnicas de EOR, que se esperaba que incrementaran la producción de EHCO por un factor de tres veces o más y, como mínimo, le habría permitido al Proyecto “tener lleno al mejorador” durante la totalidad del plazo contractual (120.000 BPD).

355. PDVSA avaló el perfil de producción que utilizaron las Demandantes en ese momento. En el mes de junio de 2007, tanto la Demandada como el Sr. Figuera afirmaron que el Proyecto Petrozuata produciría al menos la cantidad de EHCO que se requería durante su plazo contractual. Desde el mes de enero de 2005 hasta fines del año 2006, el Sr. Figuera fue Presidente de Petrozuata. El Sr. Figuera aprobó proyecciones de recuperación aún mayores que aquellas que asumieron los peritos de las Demandantes. (a) El Memorial y Cuenta de Petrozuata de 2005 previó que este Proyecto produciría más de 1.600 millones de barriles de EHCO durante su vida operativa (LECG-106, pág. 1). (b) En el mes de noviembre de 2006, el Sr. Figuera realizó una presentación que confirmó que el Proyecto proyectaba la recuperación de volúmenes de petróleo por encima de los 1.560 millones de barriles de EHCO (C-324). En el año 2006, el Ministerio anunció que las Reservas Probadas en

---

<sup>140</sup> Cifra reducida de 934,9 que cubría de fines del año 2006 al año 2036.

<sup>141</sup> Este plan no había sido aprobado por la Junta, aunque por motivos no vinculados a las producciones, esto es, la utilización propuesta del Área de Reserva (C-333).

el campo Petrozuata ascendían a 2.400 millones de barriles, cifra certificada por el Sr. Figuera (C-471). El Ministerio propuso llegar a casi duplicar la producción en Petrozuata en el mes de agosto de 2006, solo 10 meses antes de la expropiación (C-231). Las cifras de Reservas Probadas para Petrozuata que Venezuela ha adoptado y publicado con posterioridad a la expropiación disipan cualquier duda acerca de la capacidad de cumplir con el perfil de producción de las Demandantes, porque han aumentado, de aproximadamente 2.400 millones de barriles a fines del año 2006 a 3.900 millones de barriles en la actualidad. El año 2010 es el último año para el cual se publicaron cifras.

356. Venezuela ha optado por la proyección pesimista del Sr. Patiño, alegando que, con posterioridad a la expropiación, el campo Petrozuata ha resultado mucho menos productivo que lo que se había anticipado y, en la actualidad, se encuentra en gran parte agotado. La valuación de Venezuela a la fecha del laudo supone que la producción total de EHCO en Petrozuata desde el mes de junio de 2007 hasta el año 2036 será de 522 millones de barriles. Esta hipótesis debiera compararse con otra, relacionada con las Reservas Probadas del Ministerio. Aquí, las cifras aumentaron de 2.434 millones de barriles en el año 2006 a 3.923 millones de barriles en el año 2010 (C-404, C-623), mientras que, en paralelo, las proyecciones de la Demandada cayeron de 653 millones (Sr. Figuera) a 522 millones (Sr. Patiño).

357. El Sr. Patiño adopta una tasa de declinación para todos los pozos en el campo del 22% (correspondiente a una declinación del 20% de la tasa de producción). Utiliza esta tasa para sugerir que será necesario perforar una cantidad importante de pozos nuevos cada año. Además, prevé tasas de producción iniciales para los pozos nuevos que se perforarán en el futuro. Y concluye que existen objetivos viables insuficientes para abastecer al mejorador después del año 2021. El perito de las Demandantes, Dr. Strickland, explica que la esencia del método del Sr. Patiño – la utilización de curvas de declinación simples – es inadecuada y el propio método está plagado de errores.

358. El Sr. Patiño calcula su tasa de declinación mediante el análisis de información de pruebas de pozos correspondiente a un total de 124 pozos en Petrozuata y obtiene la tasa media de declinación para esos pozos, que posteriormente aplica a todos los pozos existentes y futuros en el campo. El Dr. Strickland demuestra que el Sr. Patiño aplica de manera incorrecta su propia e inadecuada metodología de tasa de declinación. En primer lugar, utiliza datos de pruebas de pozos que solo proporcionan un “panorama” de la vida de un pozo, y no dan cuenta de cambios operativos de rutina que permiten la prolongación de la vida de los pozos y el aumento de la cantidad de petróleo que producen. El Sr. Patiño debería haber utilizado la producción diaria fiscalizada. En segundo lugar, el Sr. Patiño fusiona de manera equivocada diferentes tipos de pozos. Algunos pozos muestran una declinación “exponencial” (lo que significa que declinan a una tasa constante a lo largo del tiempo), mientras que otros son “hiperbólicos” (lo que significa que la tasa de declinación desciende en forma constante a lo largo del tiempo). Aunque dos pozos declinen a una tasa inicial del 20%, la declinación del pozo hiperbólico posteriormente se reduce, como consecuencia de lo cual

este pozo produce más barriles de petróleo a lo largo de su vida que el pozo que declina de manera exponencial. El Sr. Patiño reconoce que alrededor de la mitad de los 124 pozos que analizó en Petrozuata mostraban una declinación hiperbólica. Sin embargo, nunca realizó efectivamente la distinción, subestimando así la producción futura.

359. El Sr. Patiño parece haber reconocido su error cuando proporcionó una tasa de declinación revisada en su Informe Consolidado (párrs. 42-45). Su nuevo análisis muestra que, cuando se toma debida cuenta de los pozos hiperbólicos, la tasa de declinación del campo se reduciría del 20% al 14%, lo que conduce a una mayor recuperación. Para evitar este resultado, el Sr. Patiño introdujo nuevamente en sus cálculos pozos que anteriormente había excluido, y también calculó tasas de declinación diferentes para pozos existentes y nuevos.

360. El Dr. Strickland comparó la producción resultante de la tasa de declinación determinada para los 124 pozos que el Sr. Patiño había elegido con lo que esos pozos realmente produjeron durante ese mismo período anterior según los datos de PDVSA. Tal como demostró el Dr. Strickland, el análisis del Sr. Patiño produce resultados que subestiman por un amplio margen la producción real durante el período histórico. El análisis del Sr. Patiño deriva en una subestimación de la producción prevista en Petrozuata en aproximadamente 367 millones de barriles de petróleo. Venezuela además hace referencia a diversos documentos de Petrozuata que supuestamente muestran tasas de declinación similares a aquellas que sostiene el Sr. Patiño. Sin embargo, estos documentos generalmente incluyen evaluaciones de corto plazo. No sustentan el análisis de tasas de declinación del Sr. Patiño.

361. Para las Demandantes, otro error es la conclusión del Sr. Patiño de que solo quedaban 262 objetivos de pozos en el campo de Petrozuata al 1 de enero de 2009. El Sr. Patiño aplica un estándar poco realista para determinar qué cuerpos de arenas petrolíferas cuentan como objetivos. Los criterios del Sr. Patiño son excesivamente restrictivos. Si se hubiesen aplicado esos criterios en la vida real, no se habrían perforado algunos pozos que el Proyecto Petrozuata efectivamente perforó. El Dr. Strickland muestra que el Sr. Patiño pasó por alto al menos otros 22 objetivos de pozos viables, aun aplicando sus criterios. Este error reduce la producción proyectada en aproximadamente 18 millones de barriles.

362. Las Demandantes objetan asimismo que el modelo de producción del Sr. Patiño asuma exclusivamente la perforación de pozos unilaterales, en contraposición a los multilaterales. Un pozo unilateral presenta solo una perforación horizontal, en tanto que los pozos multilaterales presentan dos o tres perforaciones horizontales a distintas profundidades. Al comienzo del Proyecto Petrozuata, los accionistas (incluida PDVSA) decidieron en forma conjunta perforar en primer lugar pozos multilaterales. Los pozos multilaterales demostraron ser capaces de producir mucho más petróleo en Petrozuata que los pozos con una única pared lateral. Una vez que se hizo cargo de las operaciones en Petrozuata, PDVSA abandonó en gran parte esta estrategia y volvió a perforar pozos

unilaterales menos productivos (y también más económicos). Con anterioridad a la apropiación, el Proyecto proyectó perforar hasta 250 pozos multilaterales desde el año 2007 hasta el año 2036 (C-337, C-480). La Demandada sostiene que, ya en el mes de noviembre de 2006, la Junta Directiva de Petrozuata había perdido confianza en la utilización de pozos multilaterales<sup>142</sup>. El acervo probatorio es diferente. El Proyecto continuó avalando la perforación de pozos multilaterales. En el mes de noviembre de 2006, el Sr. Figuera realizó una presentación en favor de esos pozos (C-324), a la que siguió otra presentación en el mes de febrero de 2007 (C-374). Venezuela procede a alegar que la perforación multilateral es demasiado riesgosa. Estas críticas son refutadas por el Sr. David Brown, testigo de las Demandantes.

363. Las Demandantes concluyen que, cuando se realizan las correcciones necesarias al modelo de proyección del Sr. Patiño, tal como hiciera el Dr. Strickland, el modelo del Sr. Patiño arroja un perfil de producción consistente con el utilizado por los peritos de las Demandantes. Esto confirma la suficiencia de las proyecciones anteriores a la expropiación de estos peritos, cuya factibilidad queda confirmada por las cifras de Reservas Probadas anteriores a la expropiación del Ministerio, de PDVSA y de ConocoPhillips. La documentación de las Demandantes observa volúmenes proyectados de 118.200<sup>143</sup> y 118.000 BPD<sup>144</sup>.

## 2. *La Posición de la Demandada*

364. La Demandada utiliza los datos disponibles en los planes de negocios con anterioridad a la expropiación para demostrar que el campo Petrozuata simplemente no podía producir los volúmenes que se habían previsto empleando técnicas de producción en frío durante el plazo del Proyecto. Esto puede observarse a partir de una revisión de los perfiles de producción y programas de perforación de pozos reflejados en los planes de negocios anuales y documentos relacionados desde el año de puesta en servicio del mejorador en 2001. Un resumen muestra que la cantidad de producción total prevista osciló entre 1.760 (2001), 1.590 (2002), 1.600 (2003), 1.580 (2004), 1.560 (2005) y 1.502 (2006) millones de barriles. La producción iba a caer en 2027 (2001), 2033 (2004), 2029 (2005) y 2031 (2006). La cantidad total de pozos horizontales con una única pared lateral necesarios fue inicialmente de 571 y, luego, de 745 (2002), aumentando a 777 (2004). El plan de negocios de 2002 observó que se habían perforado 241 pozos. Posteriormente, se advirtió la perforación de 21 pozos en el año 2004 (2005) y un total de 56 pozos nuevos en los años 2005 a 2009, cantidad que aumentó en dos etapas de 83 a 116-119 el año posterior a esa fecha (2006). En el mes de agosto de 2003, los socios del Proyecto reconocieron que sería necesario acceder al Área de

<sup>142</sup> Cf. Dúplica de la Demandada sobre la Cuantía, 7 de enero de 2015, párr. 365; Figuera, Tercer Testimonio Suplementario, 15 de agosto de 2014, párr. 72.

<sup>143</sup> Plan de Negocios de Petrozuata de 2006, págs. 8/9/pdf (LECG-082); MEC 2006, págs. 79/80 (LECG-085); Tablas presentadas el 20 de marzo de 2017.

<sup>144</sup> Memorial de las Demandantes sobre la Cuantía, párr. 120; Abdala/Spiller, Informe de Actualización Consolidado, 17 de noviembre de 2016, párr. 50.

Reserva y que el Proyecto demandaría mayor superficie más allá de ese Área para lograr las tasas de alimentación de EHCO al mejorador de 120.000 BPD durante la vida del Proyecto. La Demandada observa además que ConocoPhillips proyectó que el nivel de producción de alrededor de 118.200 solo duraría hasta el año 2023, y no hasta el año 2031<sup>145</sup>.

365. La Demandada hace además referencia a una serie de presentaciones internas de ConocoPhillips, que advierten una marcada caída en la producción de pozos multilaterales entre los años 2000 y 2007, y a que debía preverse otra pérdida del 18% si no se implementaba un programa de perforación de pozos. Se muestra un resumen de ConocoPhillips que prevé una caída de la recuperación última de 1.767 a 1.246 millones de barriles. Esta marcada tendencia descendente para el período posterior al cierre del ejercicio 2006 queda asimismo demostrada por documentos del Proyecto que estiman una tasa de declinación de alrededor del 20% anual, tal como demostraron los informes semanales elaborados por el personal de yacimiento entre 2004 y la primera mitad de 2007, que considera los pozos activos, los pozos inactivos y las reparaciones de pozos; el gráfico de una presentación del mes de noviembre de 2006 a la Junta Directiva de Petrozuata, que refleja una tasa de declinación anualizada del 18%; una presentación al Ministerio en febrero de 2007; y un informe de capacidad productiva de junio de 2007 que refleja una tasa de declinación del 19,7%.

366. Sobre esta base informativa al 26 de junio de 2007 y utilizando parte importante de las pruebas del Sr. Figuera, la Demandada estima que se produciría un total de 653,4 millones de barriles de EHCO en Petrozuata utilizando técnicas de producción en frío hasta el 12 de abril de 2036 y que esos volúmenes de EHCO producirían un total de 562,1 millones de barriles de CCO.

367. Cuando se mira en perspectiva hacia el período posterior a la nacionalización, la tasa de declinación se convierte en el tema clave. Se encuentra en el centro del estudio del Sr. Patiño, que se basó en datos periódicos de pruebas de producción (o pozos) para pozos individuales. Seleccionó aquellos pozos que contaban con datos de seis años de producción que no presentaban un comportamiento errático. En función de esos pozos, 145 en total, determinó que la tasa de declinación apropiada para los pozos en Petrozuata es del 22% en una base exponencial. El análisis del Sr. Patiño tenía por objeto obtener una tasa de declinación que pudiera aplicarse a todos los pozos en el campo durante todo el plazo del Proyecto Petrozuata, y no solo a los pozos perforados en las mejores arenas al comienzo del Proyecto. El Sr. Patiño explica que los pozos que quedaban por perforar en Petrozuata al 1 de enero de 2009 serían pozos “interespaciados” (es decir, pozos perforados entre pozos existentes en lugares en los que la energía del campo ya ha sido sustancialmente agotada) o que serían menos convenientes en términos geológicos y petrofísicos [Traducción del Tribunal]. Esos pozos tenderían a declinar a tasas más exorbitantes y casi invariablemente en forma exponencial y no hiperbólica tal como había afirmado el Dr. Strickland.

---

<sup>145</sup> Grupo RCTA de ConocoPhillips, Desarrollo de Reservas de Capacidad Productiva, octubre de 2006 (C-474).

368. El Sr. Patiño determinó asimismo que quedaban por perforar 262 nuevos objetivos de pozos al 1 de enero de 2009. Asignó posibles tasas de producción inicial a cada uno de los nuevos pozos que identificó. Estimó que el período de meseta para los pozos nuevos en Petrozuata sería de alrededor de seis meses para los pozos en el Área Base y de 18 meses para los pozos en el Área de Reserva.

369. El Sr. Patiño arribó a las siguientes conclusiones con respecto a Petrozuata: (1) Al 1 de enero de 2009, el Proyecto había perforado, completado y conectado 373 pozos de producción, 289 de los cuales se encontraban activos y 29 de los cuales tenían problemas menores que demandaban reparaciones de rutina. La producción posible de esos 318 pozos alcanzaba un total de 112,1 MBD. Además, se suponía que 12 pozos con una producción posible de 6,1 MBD se completarían y se conectarían a la producción, a más tardar, a fines del año 2008. Esto redundaría en una capacidad de producción del campo de aproximadamente 118,2 MBD al 1 de enero de 2009. (2) El Sr. Patiño supuso también que, durante el año 2009, se perforarían 29 pozos nuevos y que se perforarían 14 pozos unilaterales en reemplazo de los pozos multilaterales que fallaran. (3) Posteriormente, el Sr. Patiño agregó nuevos pozos año tras año sobre la base del número de pozos incluidos en el programa de perforación que asumieron los peritos de las Demandantes. Supuso también que (a) se perforarían pozos adicionales con una única pared lateral para reemplazar los pozos multilaterales que fallaran; (b) el 10% de los pozos con una única pared lateral fallarían y serían objeto de “nuevas re-entradas”; y (c) los pozos fallarían y se repararían a una tasa anual del 16% de los pozos activos.

370. Para la Demandada, el estudio del Sr. Patiño demuestra que el campo se queda sin objetivos de pozos en el año 2020. La producción comenzaría a caer con anterioridad a ese momento y cae drásticamente a partir de entonces, ya que no existen pozos nuevos a perforar para compensar parcialmente la declinación. En total, teniendo en cuenta el número de pozos perforados y todos aquellos completados, perforados nuevamente o completamente nuevos, el programa de capacidad de producción del Sr. Patiño supone un total de 757 pozos durante la vida del Proyecto. Esa cifra es coherente con el número de pozos que se previó en los planes de negocios con anterioridad a la expropiación.

371. El Sr. Patiño concluyó que, durante el período comprendido entre el 1 de enero de 2009 y el plazo del Proyecto Petrozuata, se produciría un total aproximado de 461 millones de barriles de EHCO y que la producción de EHCO desde el comienzo del Proyecto Petrozuata hasta el 12 de abril de 2036 alcanzaría un total de 848,4 millones de barriles. Esa cifra es alrededor de 400 millones de barriles menos que los volúmenes que las Demandantes sostienen se producirían sobre la base del modelo obsoleto de ConocoPhillips elaborado en el año 2006. En función de las importantes actividades de perforación adicionales que han tenido lugar desde que se elaboró el modelo de ConocoPhillips, se ha tornado evidente que el campo no soportará todos los años el perfil de producción previsto en el modelo de las Demandantes a la luz del programa de perforación de

pozos establecido en él ni los volúmenes de producción acumulados que adoptan las Demandantes y sus peritos.

### 3. *Las Conclusiones del Tribunal*

372. No será necesario que el Tribunal retome las cifras vinculadas al enfoque de producción *ex ante* de la Demandada tal como se demuestra mediante su lectura de los planes de negocios para Petrozuata entre los años 2002 y 2006. La producción total mínima se estimó en 1.502 millones de barriles en el año 2006. En ese momento, todos los participantes también admitieron que se perforaría un total de 745 (2002) y 777 (2004) pozos, respectivamente, a un ritmo de alrededor de 10 a 24 pozos nuevos entre los años 2005 y 2009, el total manteniéndose aún muy por debajo de la cantidad total prevista<sup>146</sup>. Habida cuenta del hecho de que no se ha alcanzado el total proyectado de 777 pozos, la afirmación de la Demandada de que el Proyecto carecía de suficientes objetivos disponibles es poco convincente y, en cualquier caso, no hay pruebas que la sustenten. El Testigo Lyons declaró que, a fines de 2006, quedaban por perforarse 825 laterales<sup>147</sup>. También parece de dominio público en ese momento que la vida útil del Proyecto Petrozuata no terminará en el año 2036, sino que la caída ocurrirá como pronto en el año 2027. Aunque la Demandada afirma que se observó una producción sustancialmente inferior con anterioridad a la expropiación, las cifras presentadas no sustentan esta conclusión. Ninguno de los planes de negocios entre los años 2001 y 2006 mostraron una producción diaria significativamente inferior al máximo permitido de 120.000 BPD. Las notas internas de ConocoPhillips en las que se basa la Demandada para mostrar declinaciones importantes en la producción no son pertinentes, dado que el objeto de demostrar esas declinaciones era también alertar acerca de la necesidad de pozos nuevos. Los informes semanales presentados entre los años 2004 y 2007 muestran muchas variaciones en la productividad de los pozos y una declinación en los años 2006 y 2007, pero no proporcionan información alguna acerca de perforaciones futuras<sup>148</sup>. ¿Y cómo podría explicarse que la hoja de términos para la migración propuesta por el Ministerio, presentada en el mes de agosto de 2006, sugiriera que Petrozuata “ya no estará sujeta al límite de producción de 120 MBD” y que a la Empresa Mixta “se le autoriza a ampliar su capacidad a 225 MBD, aproximadamente” (C-231, C-232, C-236)?

373. Por ejemplo, la Demandada se basa en una presentación de noviembre de 2006 a la Junta Directiva de Petrozuata que refleja una tasa de declinación anualizada del 18%, aunque también agrega que esto sería aplicable “si no se perforaran pozos en el año 2007”<sup>149</sup>. La Demandada

---

<sup>146</sup> Cf. Figuera, Testimonio, 20 de julio de 2009, párrs. 16-29; Patiño, Informe de Experto Consolidado, 17 de octubre de 2016, párr. 20.

<sup>147</sup> Lyons, [3.a] Declaración Testimonial de Refutación, 14 de abril de 2010, párr. 11; TR-S, Audiencia de marzo de 2017, Día 11, pág. 1551:4-14. El Sr. Lyons se refirió a la lista proporcionada en el Plan de Largo Plazo de Petrozuata de abril de 2006 (C-480).

<sup>148</sup> Cf. Apéndices 102 (2004) y 103 (2005) de Figuera, R-279 (2006), R-280 (enero-junio de 2007).

<sup>149</sup> Escrito Final sobre la Cuantía de la Demandada, párrs. 100-104, 109.

también obtiene la misma declinación de una presentación del mes de noviembre de 2007, sin embargo, nuevamente sujeta a la condición de que esta pérdida ocurriría “si el programa de perforación de pozos de 2007 no se aplicara oportunamente”<sup>150</sup>. En tanto no se hubiera alcanzado la cantidad total de pozos que habían sido aprobados por todos los participantes, incluida la empresa de la Demandada, PDVSA, no queda ningún argumento convincente en sustento de una caída o declinación drástica en la producción. El Sr. Figuera también exagera cuando señala una caída en la capacidad de producción del campo a 108.000 BPD. La diferencia de 12.000 BPD hasta el máximo es igual a la producción de 15 pozos a 800 BPD cada uno, lo que corresponde aproximadamente a la cantidad promedio de pozos perforados anualmente en ese momento. Además, una observación más detallada del documento en el que se basan la Demandada<sup>151</sup> y el Sr. Figuera<sup>152</sup> demuestra que la supuesta declinación en la producción fue exclusivamente de carácter transitorio en el año 2008, cuando las Demandantes ya no participaban en el Proyecto. En efecto, el informe sobre Capacidad de Producción del Campo Petrozuata del mes de junio de 2007<sup>153</sup> simplemente advierte que la capacidad actual en el año 2008 era de 108.000 BPD y que se observaba una declinación del campo. El documento posteriormente hace referencia a un programa de perforación optimizada para la implementación de nuevos pozos (pág. 5) y advierte que la construcción de macollas y pozos nuevos había sufrido un fuerte impacto como consecuencia de demoras contractuales, nuevas regulaciones ministeriales y restricciones en el flujo de caja ocasionadas por reducciones de la OPEP (pág. 7)<sup>154</sup>. El informe concluye que el impacto negativo del año 2008 no ocurrirá en el año 2009 (pág. 8). Presenta un cronograma para el agregado de dos pozos al mes comenzando dentro de seis meses (es decir, a fines de 2008). El informe agrega a partir del año 2009 una nueva producción de pozos de 10.560 BPD anuales dentro de cuatro años (pág. 10). Por lo tanto,

---

<sup>150</sup> *Ibidem*, párrs. 102/103.

<sup>151</sup> *Ibidem*, párr. 102.

<sup>152</sup> Apéndice 3 de Figuera: Capacidad de Producción, Campo Petrozuata, junio de 2007.

<sup>153</sup> Apéndice 3 de Figuera, al que se hace alusión en Figuera, Testimonio Directo, 20 de julio de 2009, párr. 23.

<sup>154</sup> Véase también Informe Mensual Preliminar de Petrozuata de febrero de 2007, pág. 1 (LECG-156, pág. 37/pdf), que observa que, para cumplir con las restricciones del Ministerio, el promedio mensual de producción de EHCO debía reducirse a 95MB por día. Estas restricciones eran con frecuencia objeto de debate. En la reunión de la Junta Directiva de fecha 7 de junio de 2006, las limitaciones impuestas por encima del promedio mensual de 120 MBPD se mencionaron como una desventaja en vista del aumento de la capacidad de los mejoradores a 145 MBPD o incluso a 165 MBPD (C-347, pág. 4/pdf). En el Acta de reunión de la Junta Directiva de fecha 13 de septiembre de 2006, se dejó constancia de que el Sr. Figuera “manifestó que Petrozuata planteó desde el año pasado modificar la estrategia de producción a fin de elevar la capacidad de producción a la Capacidad Máxima Demostrada (MDR) del Mejorador, en lugar de mantener la capacidad condicionada a los 120 MBD autorizados por el MENPET, lo cual requería el segundo taladro no autorizado en su oportunidad” (C-335, pág. 4/pdf). Esta afirmación confirma que la capacidad de diseño máxima se basaba en instrucciones del Ministerio, aunque, en realidad, podía incrementarse, y que las perforaciones adicionales estaban previstas y eran factibles, aunque no estaban autorizadas en esa oportunidad. En la siguiente reunión de fecha 15 de noviembre de 2006, los “cortes de producción impuestos por el MENPET” fueron nuevamente motivo de preocupación (C-336, pág. 3/pdf). El expediente del Tribunal contiene correspondencia mediante la cual se implementaban estas reducciones desde el mes de septiembre de 2006 hasta el año 2007 (C-365-368, 370-372, 476). Las Demandantes alegaron que estas limitaciones a la producción no habían sido compensadas por Maraven tal como se había aceptado en el Convenio de fecha 10 de noviembre de 1995 (C-369; Réplica de las Demandantes, nota al pie 255).

se había programado que la declinación ocurrida se compensaría con nuevos pozos, y ninguna de las dificultades que habían tenido un impacto en la situación en el año 2008 guardaba relación alguna con las características imperantes del Proyecto cuando los Convenios de Asociación llegaron a su fin.

374. La mayor parte de los argumentos de la Demandada en este sentido no solo se relacionan con una situación *ex ante*, sino que se presentan a efectos de demostrar una declinación a largo plazo del campo Petrozuata después del año 2009 y para el resto de su vida útil. Una afirmación tal no puede prosperar porque deja totalmente de lado la consideración de acontecimientos y proyecciones pertinentes para ese período futuro.

375. Las Demandantes proyectaron recuperar en Petrozuata 913,5 millones de barriles de EHCO durante el período comprendido entre el mes de junio de 2007 y el año 2036. Las arrolladoras cifras proyectadas con anterioridad a la expropiación muestran números claramente por encima de los 1.000 millones de barriles de Reservas de EHCO. El último documento disponible muestra 3.900 millones de barriles para el año 2010<sup>155</sup>. El Tribunal considera que no queda argumento alguno en sustento de que el Proyecto no permitiría la recuperación de la cantidad de EHCO necesaria para cumplir con la recuperación prevista de 913,5 millones de barriles (menos los volúmenes de petróleo mezclado). Además, si la Demandada considera que esta última cantidad no puede alcanzarse a lo largo de la vida útil del Proyecto y que, por consiguiente, la cifra de 2010 de 3.900 millones no era correcta, le correspondía aportar la prueba pertinente a la que tiene fácil acceso. Se ha pedido a la Demandada en reiteradas oportunidades que proporcione los planes de negocios pertinentes u otros documentos que ofrezcan una percepción de la operación real en el proyecto. No ha estado dispuesta a hacer lo que se la invitó a hacer. No ha argumentado que se tratara de una tarea imposible de realizar.

376. Las Demandantes no han aportado cifras anuales en sus escritos. Estas fueron aportadas posteriormente en sus tablas de producción presentadas el 20 de marzo de 2017 donde se explicó que las cifras anuales fueron copiadas por sus peritos del MEC-Modelo Económico Compuesto de 2006 (MEC) (LECG-085), aunque expresadas mediante cifras más precisas en una Valuación Plena del mes de diciembre de 2006 (CLEX-86). Las cifras proporcionadas en estos dos documentos coinciden en su mayor parte y sustentan una tasa de producción promedio de 118.200 BPD desde el comienzo del período posterior a la expropiación, con las excepciones de los años de paradas y sin contar el petróleo mezclado informado como vendido durante las paradas.

---

<sup>155</sup> Ministerio Popular de Energía y Petróleo, Petróleo y Otros Datos Estadísticos 2009-2010, pág. 71.

377. Aunque parece plausible que aquellos pozos que muestran una declinación “hiperbólica” produzcan un total de petróleo superior a los pozos que muestran una declinación “exponencial”<sup>156</sup>, no es necesario que el Tribunal abra un debate en este sentido. En primer lugar, la prueba presentada no permite al Tribunal identificar qué pozo corresponde a una u otra categoría, y esto – si fuera posible – tampoco permitiría una extrapolación razonable a la totalidad de los pozos que operan en los campos. En segundo lugar, si esta distinción fuera tan importante como se alega, uno esperaría hallar una cantidad respetable de indicios en la documentación del Proyecto presentada al Tribunal. Pero no es así. Por lo tanto, el Tribunal debe concluir que la Demandada no halló sustento adicional para esta teoría en los archivos del Proyecto o que, de todos modos, no la consideró relevante para el Tribunal.

378. En cualquier caso, el propósito de esta demostración y del argumento de la Demandada consistía en aportar pruebas de la declinación real del rendimiento de los pozos en el Proyecto Petrozuata. Sin embargo, esto no demuestra en sí mismo que esta declinación tenga el efecto de una declinación similar de la producción de EHCO. Una declinación en el rendimiento de los pozos hace necesaria la reparación de aquellos pozos que puedan salvarse para que tengan un mejor rendimiento y el reemplazo de aquellos que estén absolutamente perdidos. Además, incluso si se hiciera esto y la producción aún declinara, el Proyecto debería perforar pozos nuevos.

379. El Testigo Lyons declaró que la declinación de los pozos tenía un motivo distinto de aquel que resulta de una simple observación del rendimiento de los pozos. Recordó que el Proyecto Petrozuata había perforado principalmente pozos multilaterales que eran mucho más productivos que los pozos con una única pared lateral. Cuando las Demandantes habían dejado el Proyecto, PDVSA decidió cambiar de estrategia y concentrarse solamente en la perforación de pozos con una única pared lateral. Con estos pozos, la recuperación última de petróleo fue mucho menor (alrededor del 20 al 30 por ciento)<sup>157</sup>.

380. El Sr. Patiño no llega tan lejos. Su análisis se centra en la observación de una fuerte declinación en la producción de los pozos, aunque no analiza en detalle la posibilidad de mejora en la producción mediante un aumento en la perforación de pozos nuevos, nuevas perforaciones, reemplazo y reparación de pozos existentes. Sin esta otra parte de la visión general de cifras netas de producción, las conclusiones resultantes son incompletas y no pueden identificar las cantidades de EHCO recuperable en los sitios de los proyectos. Cuando, con ocasión de la Audiencia de febrero de 2017, se le preguntó al Sr. Patiño si efectivamente cotejó su trabajo con los objetivos de pozos

---

<sup>156</sup> El Sr. Patiño reconoció que el cambio de un enfoque a otro ocasionaría una caída de su tasa de declinación del 22% al 17,3% para los pozos en producción al 1 de enero de 2009; cf. Informe de Experto Consolidado, 17 de octubre de 2016, párrs. 42-44.

<sup>157</sup> TR-S, Audiencia de 2010, Día 4, págs. 1072:12-1074:2; Día 5, págs. 1310:8-1313:9; Segunda Declaración Testimonial, 30 de octubre de 2009, párrs. 10, 11, 13, 24, 30; Cuarta Declaración Testimonial, 16 de mayo de 2014, párr. 21; Quinta Declaración Testimonial, 13 de octubre de 2014, párrs. 43-48.

en los modelos posteriores a la expropiación con las nuevas empresas, respondió al Tribunal que no lo verificó<sup>158</sup>, agregando que solicitarlos “no era parte de mi función”<sup>159</sup>. Confirmó además que los Proyectos debieran o deben contar con estas listas<sup>160</sup>. Asimismo, no existía ningún modelo dinámico del yacimiento<sup>161</sup>. El Testigo Figuera mencionó la existencia de un “Plan Estratégico”<sup>162</sup>; sin embargo, nunca se ha presentado ese plan al Tribunal<sup>163</sup>.

381. El Sr. Patiño no cumplió con una ecuación fundamental plasmada en un documento que había presentado al Tribunal:

Durante todos los años del proyecto, habrá desarrollos de pozos nuevos y/o recompletaciones de pozos existentes a efectos de compensar la declinación de la producción<sup>164</sup>. [Traducción del Tribunal]

Esta fórmula prevista en un documento relativo a Hamaca, desde luego, es igualmente aplicable a Petrozuata<sup>165</sup>. El Sr. Patiño no determinó la cantidad de pozos nuevos necesarios (manteniendo, en cambio, el máximo de 757 pozos proyectados desde el comienzo mismo del Proyecto Petrozuata) y mantuvo también la misma cantidad de pozos nuevos que se perforarían en los años 2009 a 2020 tal como se proyectó en ese mismo momento, sin agregar ningún pozo nuevo desde el año 2021 para los 15 años restantes del Proyecto, aunque debe haber tenido conocimiento de que la declinación de los pozos que observaba requería necesariamente que se perforaran y se reemplazaran más

<sup>158</sup> TR-S, Audiencia de febrero de 2017, Día 9, pág. 1027:1-5.

<sup>159</sup> TR-S, Audiencia de febrero de 2017, Día 9, pág. 1025:7-11.

<sup>160</sup> TR-S, Audiencia de febrero de 2017, Día 9, págs. 1024:9-1025:4.

<sup>161</sup> TR-S, Audiencia de febrero de 2017, Día 9, págs. 1098:18-1102:22(Patiño), págs. 1182:16-1183:16, 1191: 2-7 (Strickland). Sin embargo, el Sr. Patiño declaró también que, antes de la expropiación, el Proyecto Hamaca utilizaba un Modelo Dinámico de Yacimiento para su producción (TR-S, Audiencia de febrero de 2017, Día 9, págs. 914:15-915:7). Declaró que, después de la expropiación, PetroPiar utilizó un modelo geológico con el que pudieron establecer objetivos de perforación adicionales a efectos de mantener el potencial de producción (*ibídem*, pág. 919:22-920:6). El Sr. Patiño aceptó también que, cuando existía un Modelo Dinámico actualizado, no tenía sentido utilizar curvas de declinación simples para pronosticar la producción (*ibídem*, pág. 914:15-915:2).

<sup>162</sup> TR-S, Audiencia de marzo de 2017, Día 11, págs. 1465:7-1466:3.

<sup>163</sup> Los peritos de la Demandada no solicitaron que se les proporcionara el plan; TR-S, Audiencia de marzo de 2017, Día 12, págs. 1928:14-1929:3 (Flores).

<sup>164</sup> Apéndice 7 de Patiño, Petrolera Ameriven S.A., Proyecto Hamaca, Plan de Desarrollo Upstream: 190.000 BOPD, Faja de Crudo Extrapesado del Orinoco, Venezuela, Borrador, 3 de diciembre de 1999, pág. 125, que observa además que, con relación a los riesgos y los parámetros de los proyectos, siempre era necesario garantizar que la cantidad de pozos fuera tal que fuera posible producir 190.000 BPD (pág. 246) y que podría existir un amortiguador para permitir que el campo produzca más de 190 MBOPSD en caso de escasez (pág. 247).

<sup>165</sup> La Presentación del Sr. Figuera sobre Retos de Explotación de Petrozuata en el año 2006 enumeraba uno de los retos operacionales: “Mantener la capacidad de producción para alimentar el Mejorador a la Capacidad Máxima Demostrada (MDR)” (C-324).

pozos que los que había planeado. En otras palabras, el Sr. Patiño no cumplió con el objetivo de compensar la declinación de la producción<sup>166</sup>.

382. La inconsistencia del enfoque del Sr. Patiño con las características del Proyecto también puede demostrarse al considerar la opción adoptada al comienzo mismo de los Proyectos en lo que respecta a la tasa de declinación. El Sr. Figuera declaró que esta tasa era del 20% para Petrozuata<sup>167</sup>. Si esta había sido la tasa inicial para la declinación de los pozos del Proyecto, ¿por qué en ese momento nadie consideró el cierre del proyecto poco tiempo después del año 2007 cuando el Sr. Patiño proyectó sobre la base de una tasa idéntica o similar una creciente escasez de producción de EHCO a partir del año 2009<sup>168</sup>?

383. La metodología del Sr. Patiño demuestra que, consideradas en una mayor escala de información disponible, que incluya una selección más representativa de pozos y un supuesto realista de objetivos disponibles, las conclusiones a las que se puede arribar a partir de su método no pueden demostrar una declinación neta de la producción de petróleo en tal medida que no se alcanzaran las proyecciones de producción vigentes en ese momento. Esta demostración debería incluir ambas caras de la moneda, la declinación efectiva, por una parte, y la imposibilidad de prever pozos nuevos, reemplazados y reparados suficientes, por la otra<sup>169</sup>. Más importante aún es la utilización que hace el Sr. Patiño de las cantidades de EHCO necesarias para la producción y las ventas reales más limitadas de CCO desde el año 2009, a la vez que admitía que, en realidad, se disponía de mayores cantidades de EHCO y que estas habrían permitido soportar la producción de crudo sintético mejorado en la medida exigida por las proyecciones adoptadas por los participantes de los Convenios de Asociación. Una selección de las cifras consideradas por el Sr. Patiño puede ilustrar sus cálculos:

---

<sup>166</sup> Cf. Strickland, TR-S, Audiencia de febrero de 2017, Día 9, págs. 1195:7-1197:4.

<sup>167</sup> Figuera, Testimonio, 20 de julio de 2009, párr. 29.

<sup>168</sup> Cf. Apéndice 81 de Patiño, Producción.

<sup>169</sup> Cf. Testigo Lyons, Segunda Declaración Testimonial, 30 de octubre de 2009, párr. 36; TR-S, Audiencia de marzo de 2017, Día 11, págs. 1491:14-1495:20. Explicó la interacción entre la declinación y la perforación de pozos nuevos, agregando que la perforación real de pozos nuevos algunas veces se demoraba cuando la plataforma estaba siendo utilizada en otro sitio y, por lo tanto, no estaba disponible sobre la marcha.

	Datos del Sr. Patiño						Datos reales		
	Potencial Activo de Producción de EHCO <sup>170</sup>		Producción de EHCO para el Mejorador <sup>171</sup>		CCO para la venta <sup>172</sup>		EHCO necesario para la mezcla <sup>173</sup>		Total de EHCO necesario para mejoramiento y mezcla (columna 5 + 9)
	BPD <sup>174</sup>	MMB	BPD	MMB <sup>175</sup>	BPD	MMB	BPD	MMB	MMB
2009	120.723 <sup>176</sup>	44.067.180	105.501	38.508.000	90.953	33.198.000	9.124	3.330.131	41.838.131
2010	120.984	44.159.160	69.021	25.192.000	59.503	21.718.000	35.526	12.966.954	38.158.954
2011	114.022	41.618.030	76.637	27.972.000	66.068	24.115.000	24.061	8.782.320	36.754.320
2012	110.907	40.481.055	107.674	39.409.000	92.826	33.974.000	0	0	39.409.000
2013	107.737	39.324.005	94.262	34.405.000	81.263	29.661.000	16.500	6.022.542	40.427.542
2014	103.313	37.709.245	82.351	30.058.000	70.995	25.913.000	28.759	10.497.121	40.555.121
2015	98.876	36.089.740	70.592	25.766.000	60.858	22.213.000	36.055	13.160.089	38.926.089
Sub-total	776.562	283.448.415	606.038	221.310.000	522.466	190.792.000	150.025	54.759.157	276.069.157
Promedio/año	110.937	40.492.631	86.577	31.615.714	74.638	27.256.000	21.432	7.822.680	39.438.451
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10

384. Desde el año 2016, cuando no contaba con cifras reales para el CCO disponible, el Sr. Patiño seleccionó las cifras para el Potencial de Producción de EHCO menos el 10% para determinar la Producción de EHCO para el Mejorador y, de allí (x0,8621), el CCO. Aquí se seleccionan cuatro años a modo de ejemplo. En realidad, al observar esta tabla, los resultados de su estudio de

<sup>170</sup> Apéndice 81 de Patiño, Producción.

<sup>171</sup> Cf. Informe de Experto Consolidado, 17 de octubre de 2016, párr. 116; Apéndice 81 de Patiño, Producción. Estas cifras se calculan nuevamente partiendo de los volúmenes de CCO mencionados en el Informe de Experto Consolidado del Sr. Patiño, 17 de octubre de 2016, párr. 116 (con un factor de rendimiento de 0,8621); para el período 2009-2013, las cifras de BPD se han copiado del Tercer Testimonio Suplementario del Sr. Figuera, 15 de agosto de 2014, tabla 4, párr. 87, con base en el Apéndice 81.

<sup>172</sup> Todas las cifras correspondientes al período 2009-2015 se copiaron del Informe de Experto Consolidado, 17 de octubre de 2016, párr. 116, donde el Sr. Patiño explica que las tomó del Tercer Testimonio Suplementario del Sr. Figuera de fecha 15 de agosto de 2014, tabla 4 (párr. 87), donde se hace referencia al Apéndice 81. Esto es correcto para los años 2009-2013. Sin embargo, el Sr. Patiño no advirtió que el Sr. Figuera actualizó su documentación y presentó un nuevo conjunto de facturas en su Apéndice 108, tomando nota adicional de los resultados en su Cuarto Informe Suplementario Directo de fecha 7 de enero de 2015, tabla 2, párr. 20, cuyas cifras de producción de EHCO se han copiado en la Evaluación de Producción presentada por la Demandada el 2 de junio de 2017.

<sup>173</sup> Estas cantidades representan el 76,67% del petróleo mezclado vendido según la información presentada por la Demandada con ocasión de la Audiencia de marzo de 2017 y también receptada en la Evaluación de Producción de Petrozuata, pág. 1 (para las cantidades de MMB).

<sup>174</sup> El Sr. Patiño también proporciona las cifras “al principio de cada año”, que son algo diferentes y menos adecuadas a los fines comparativos. Cf. Informe de Experto Consolidado, 17 de octubre de 2016, párr. 116; Apéndice 81 de Patiño, Producción.

<sup>175</sup> Las cifras fueron redondeadas por el Sr. Patiño.

<sup>176</sup> La cifra de BPD para el 1 de enero de 2009 es de 118.189. Esta cifra no ha sido verificada por el Sr. Patiño, aunque se obtuvo del potencial de producción de 121.900 BPD según se identificó en el Testimonio del Sr. Figuera de fecha 20 de julio de 2009, párr. 30. Posteriormente, el Sr. Patiño procedió a introducir algunos ajustes menores, que derivaron en la cifra de 118.200 BPD; cf. Informe de Experto Consolidado, 17 de octubre de 2016, párr. 21; Informe de Experto, 18 de agosto de 2014, párr. 141.

declinación impactan verdaderamente en la producción de EHCO en Petrozuata recién a partir de 2019, con otra caída más en 2024.

	Potencial Activo de Producción de EHCO		Producción de EHCO para el Mejorador		CCO para la venta	
	BPD	MMB	BPD	MMB	BPD	MMB
2017	95.526	34.866.990	86.829	31.692.000	74.855	27.322.000
2021	66.070	24.115.550	60.036	21.913.000	51.757	18.891.000
2025	28.076	10.247.740	25.511	9.312.000	21.993	8.028.000
2029	11.472	4.187.280	10.423	3.804.000	8.986	3.280.000
Total 2009 a 2036				460.950.000		397.385.000
1	2	3	4	5	6	7

385. Desde que se estableció el nuevo modelo operativo de producción en el año 2009, el suministro de EHCO servía a dos productos de venta diferentes, esto es, petróleo mejorado o petróleo mezclado (DCO o Merey 16). Para los años 2009 a 2015, el Sr. Patiño admite que había más cantidades de EHCO disponibles (columnas 2/3) que las cantidades de EHCO suministradas al mejorador (cf. columnas 4/5). Se muestra el extremo para el año 2010, cuando se da cuenta de una producción de EHCO de 120.984 BPD, mientras que la disponibilidad del mejorador estaba limitada a 69.021 BPD, después de que se hubiera establecido en 105.501 BPD el año anterior.

386. Cuando se consideran ambas líneas de producción, surge del total (columna 10) que, a partir del año 2013, la cantidad de EHCO realmente utilizado (para CCO y mezcla) era superior al volumen que el Sr. Patiño aceptó como disponible para el potencial de producción de EHCO (columnas 2/3). Desde el año 2016, el Tribunal no cuenta con pruebas en el expediente de las cantidades de petróleo mezclado producido y vendido. Cuando se toma la cantidad promedio anual de alrededor de 21.000 BPD de EHCO utilizado para mezcla (columnas 8/9) como directriz, surge que, desde el año 2017 hasta el año 2036, se encuentra claramente por encima (en muchos años por una cantidad de alrededor de 10.000 BPD) de la diferencia entre las cantidades que el Sr. Patiño identifica como “potencial total de producción de ECHO” y “producción de EHCO al mejorador”<sup>177</sup>. Esto significa que las cifras de producción reales y proyectadas son superiores a lo que el Sr. Patiño determinó como producción máxima de EHCO en Petrozuata.

387. Los volúmenes del Sr. Patiño para el potencial total de EHCO disponible en los proyectos (columnas 2/3) siempre son superiores a los volúmenes reales extraídos por los pozos (columnas 4/5) a los fines de producción de CCO mejorado (columnas 6/7). Esto se aplica a dos períodos, aquel comprendido entre los años 2009 y 2015, y el otro que cubre los años 2017 a 2036. Por lo tanto, había más EHCO disponible que lo que resulta de las conclusiones del Sr. Patiño.

<sup>177</sup> Véase Informe de Experto Consolidado, 17 de octubre de 2016, párr. 116; Apéndice 81 de Patiño, Producción.

388. Lo que antecede queda confirmado cuando se consideran las cantidades estimadas de EHCO utilizadas para la mezcla. Cuando se las agrega a los volúmenes utilizados para mejoramiento, las cantidades resultantes (columna 10) son reveladoras desde dos perspectivas: (1) la cantidad agregada siempre es superior al EHCO abastecido para mejoramiento – mostrando así que el EHCO que se lleva al mejorador se encuentra por debajo del EHCO disponible; y (2), más importante aún, esta cantidad se acerca a la capacidad de alimentación real del mejorador que mencionan las Demandantes (118.000 BPD). La diferencia es de alrededor de 10.000 BPD, que es apenas un poco más que 12 pozos nuevos que producen a un ritmo de 800 BPD.

389. Para su definición de pozos disponibles, el Sr. Patiño adopta un enfoque personal cuando identifica las características de los pozos y su posible declinación, pero no procede de la misma manera cuando se trata de determinar el potencial disponible para pozos nuevos y objetivos nuevos. El Dr. Strickland ha observado con razón que una comparación con las cantidades de Reservas Probadas certificadas habría proporcionado un panorama general respecto de la posibilidad de ampliar la perforación de pozos<sup>178</sup>. Efectivamente va más allá de la eficiencia comercial aceptar la visión del Sr. Patiño de que, en alrededor de unos pocos años (2020) y quince años antes del fin del Proyecto, no se perforará ningún pozo y que el EHCO abastecido al mejorador se encontrará un 50% por debajo de su capacidad de diseño<sup>179</sup>.

390. En un análisis más detallado de los aspectos esenciales de los pozos nuevos que se perforarían, el Tribunal observa que el Sr. Patiño proyectó 372 pozos adicionales desde el 1 de enero de 2009 (compuestos por 262 pozos nuevos, 68 pozos de reemplazo y 42 reentradas), cantidad que difiere en un único pozo de los 373 pozos agregados al Proyecto según el testimonio del Sr. Figuera<sup>180</sup> cinco años antes. Además, en la misma tabla, el Sr. Patiño adoptó exactamente la misma cantidad de pozos que se agregarían, año a año desde 2009 hasta 2019<sup>181</sup>. Para el año 2020, el Sr. Patiño señaló 31 pozos nuevos, en tanto que el Sr. Figuera tenía 32. Para el Testigo Lyons, todavía se perforarían pozos en el año 2024<sup>182</sup>.

391. Más sorprendentemente aún, el Sr. Patiño no prevé ningún pozo nuevo desde el año 2021, aunque el Sr. Figuera, testigo de la Demandada, afirmó que el plan del Proyecto incluía 37, 48 y 25 pozos nuevos que se agregarían en el período comprendido entre los años 2021 y 2023. El supuesto del Sr. Patiño es igualmente sorprendente si se lo compara con el Modelo Económico Petrozuata para fines del año 2006 que preveía la perforación de entre 18 y 31 pozos por año desde 2022 a 2028, y, posteriormente, 41 en el año 2029 y 19 en 2030, terminando con 3 en cada uno de

---

<sup>178</sup> Cf. Informe de Experto Consolidado, 17 de octubre de 2016, párrs. 39-44.

<sup>179</sup> Cf. *ibidem*, 17 de octubre de 2016, párr. 116.

<sup>180</sup> Figuera, Testimonio, 20 de julio de 2009, párr. 29.

<sup>181</sup> *Ibidem*, párr. 30.

<sup>182</sup> TR-S, Audiencia de febrero de 2017, Día 8, pág. 626:16-20.

los años 2031 y 2032<sup>183</sup>. El Sr. Patiño se opuso a la evaluación del Dr. Strickland de que existían 22 objetivos adicionales disponibles, afirmando que esto no tendría un impacto significativo<sup>184</sup>. La opinión del Dr. Strickland<sup>185</sup> habría merecido mayor atención, aún más en tanto alegó un aumento similar de 18 millones de barriles durante la vida útil del Proyecto, lo que redonda en aproximadamente medio millón de barriles al año. En cualquier caso, las cantidades máximas de pozos proyectados a futuro cumplen el propósito de planificar el trabajo y el presupuesto; no establecen límites de manera que en el futuro no pueda perforarse ningún pozo más allá de esas cifras para tener lleno el mejorador, si la economía lo permite<sup>186</sup>.

392. En síntesis, el Sr. Patiño se mantiene muy cerca de la evaluación original de actividades de producción y perforación, utilizando cifras que son casi idénticas a aquellas presentadas a través del testimonio del Sr. Figuera. Tal como explicara al Tribunal, se le impartieron instrucciones de que utilizara los volúmenes de CCO para la venta hasta el año 2015 y calculara la cantidad de EHCO que se necesitaba sobre esta base<sup>187</sup>; por lo tanto, identificó la producción de EHCO necesaria sobre la base del CCO histórico que se había vendido año tras año<sup>188</sup>. Este enfoque no incluye considerar si el mejorador no podría producir más CCO tal como se hubiera hecho antes del año 2009. El Tribunal considera que la evaluación que hace el Sr. Patiño de la tasa de declinación de los pozos no considera de manera suficiente el potencial de compensación mediante pozos nuevos y el aumento de los trabajos de mantenimiento y reparación (al igual que el incremento relacionado en los costos). Este punto solo se aborda marginalmente en el análisis de declinación del Sr. Patiño<sup>189</sup>.

393. Esta brecha en el análisis del Sr. Patiño aparece también cuando se comparan las estimaciones que el Sr. Figuera había presentado en su primer testimonio, donde la capacidad de producción inicial del Proyecto Petrozuata se estableció en 121,9 MMB<sup>190</sup>, cifra que el Sr. Patiño también utiliza como base de referencia para sus propias proyecciones<sup>191</sup>. El Sr. Figuera utilizó una tasa de declinación del 20%, en tanto que el Sr. Patiño utilizó la misma tasa o una tasa similar (con algunas variaciones que no son pertinentes para la comparación que sigue). Sin embargo, sus cifras de

---

<sup>183</sup> LECG-077, pág. 469/pdf.

<sup>184</sup> Cf. Informe de Experto Consolidado, 17 de octubre de 2016, párrs. 111, 115, Apéndice 85.

<sup>185</sup> Cf. *ibídem*, párrs. 108-110. Asimismo, TR-S, Audiencia de febrero de 2017, Día 9, págs. 1114:18-1117:10.

<sup>186</sup> Cf. Testigo Lyons, TR-S, Audiencia de marzo de 2017, Día 11, págs. 1544:1-1547:13.

<sup>187</sup> TR-S, Audiencia de febrero de 2017, Día 9, pág. 1011:19-1012:5.

<sup>188</sup> TR-S, Audiencia de febrero de 2017, Día 9, pág. 1089:12-16.

<sup>189</sup> Informe de Experto Consolidado, 17 de octubre de 2016, párrs. 106/107.

<sup>190</sup> Testimonio, 20 de julio de 2009, párr. 30, pág. 19.

<sup>191</sup> Informe de Experto Consolidado, 17 de octubre de 2016, párr. 21, nota 33.

producción de EHCO para el mejorador consideradas al cierre del ejercicio son notablemente diferentes:

BPD	Producción de EHCO para el mejorador (Sr. Figuera)	Potencial Activo de Producción de EHCO (Sr. Patiño)	Producción de EHCO Sr. Figuera c. Sr. Patiño
2009	121.900	120.723	- 1.177
2015	89.000	98.876	- 9.876
2017	88.700	95.526	- 6.826
2019	80.600	81.989	- 1.389
2020	77.100	74.603	+ 2.497
2021	75.800	66.070	+ 9.730
2025	52.100	28.076	+ 23.924
2029	30.200	11.472	+ 18.728

Comenzando en el año 2020, el último año en el que el Sr. Patiño prevé pozos nuevos, las cifras de producción de EHCO del Sr. Figuera son cada vez mayores comparadas con aquellas del Sr. Patiño, aunque la tasa de declinación del Sr. Figuera sea cercana a aquella utilizada por el Sr. Patiño. La explicación principal debe ser el cálculo de la producción de EHCO en los campos del Sr. Patiño, que incluye su método para determinar los pozos en declinación y una consideración restringida de la perforación de pozos nuevos.

394. La Demandada<sup>192</sup> y sus peritos valuadores<sup>193</sup> adoptan el enfoque y los resultados del método e informe del Sr. Patiño, e incluyen en su presentación las cifras relativas al período histórico comprendido entre el 26 de junio de 2007 y fines del año 2008. Sus conclusiones son las siguientes:

<sup>192</sup> Escrito Final sobre la Cuantía de la Demandada, párr. 325. Las cifras correspondientes a los años 2007 y 2008 son receptadas en la tabla *ex ante*, párr. 113.

<sup>193</sup> Cf. Brailowsky/Flores, Informe de Experto Consolidado sobre Valuación, 17 de noviembre de 2016, párrs. 246-249. Las cifras correspondientes a los años 2007 y 2008 son receptadas en la tabla *ex ante*, párr. 74.

	Producción de EHCO para el Mejorador		CCO para la venta	
	BPD	MMB	BPD	MMB
Sr. Figuera <sup>194</sup>				
Fines de 2007	106.132	19.531.383	84.505	15.568.593
2008	113.111	41.398.549	97.543	35.700.904
subtotal	111.288	60.929.932	93.643	51.269.497
Sr. Patiño				
2009-2036		460.950.000 <sup>195</sup>		397.385.000 <sup>196</sup>
Total		521.879.932		448.654.497

395. Para concluir, el planteamiento de la Demandada, basado en el análisis del Sr. Patiño centrado exclusivamente en las tasas de declinación, no puede ser aceptado por el Tribunal. No se han aportado pruebas ante el Tribunal que den cuenta de que la producción en Petrozuata ha de limitarse a cantidades significativamente inferiores a la capacidad de diseño del mejorador de 120.000 BPD, que corresponde a 43.800.000 MMB. Para el período comprendido entre los años 2009 y 2015, las cifras proporcionadas por el Sr. Figuera, combinadas con el EHCO que se requiere para la venta de petróleo mezclado, confirman esta evaluación:

<sup>194</sup> Testimonio, 20 de julio de 2009, párrs. 11/12. Las cifras citadas por la Demandada y sus peritos son apenas diferentes para el año 2007.

<sup>195</sup> Esta cifra se convirtió en 474.753.000 en la última actualización del Sr. Patiño conforme al Apéndice 90. Sin embargo, afirmó que la diferencia era insignificante y no la utilizó en su Informe de Experto Consolidado, 17 de octubre de 2016, cf. párrs. 44, 116, ni tampoco utilizó las cifras que componían este monto final. La Demandada y sus peritos evaluadores tampoco han adaptado sus cifras a esta última versión.

<sup>196</sup> Tal como se observara *supra* con respecto a las cifras del Sr. Patiño sobre el CCO vendido entre los años 2009 y 2015 (columnas 6/7), se copiaron del Tercer Testimonio Suplementario del Sr. Figuera, 15 de agosto de 2014, párr. 87, tabla 4 y Apéndice 81 adjunto, sin observar que el Sr. Figuera había actualizado su información en su Cuarto Testimonio Suplementario y el Apéndice 108 adjunto. La Demandada y sus peritos evaluadores han utilizado las cifras del Sr. Patiño, por lo cual sus cifras también son incorrectas, al igual que cualquier cálculo ulterior basado en ellas.

2009-2015	EHCO Producido	CCO Producido <sup>197</sup>	EHCO requerido para CCO facturado	CCO Facturado	Petróleo Mezclado Vendido <sup>198</sup>	EHCO necesario para mezcla	Total de EHCO utilizado para mejoramiento y mezcla (columnas 4 y 7)
2009	38.745.784	31.173.844	38.507.947	33.197.701	4.343.460	3.330.131	41.838.078
2010	34.221.901	19.511.360	25.192.499	21.718.453	16.912.683	12.966.954	38.159.453
2011	32.092.161	23.205.820	27.972.368	24.114.978	11.454.702	8.782.320	36.754.688
2012	37.809.627	32.692.940	39.408.584	33.974.140	0	0	39.408.584
2013	40.884.534	28.447.930	34.405.492	29.660.975	7.855.148	6.022.542	40.428.034
2014	40.253.749	26.300.630	30.058.054	25.913.252	13.691.302	10.497.121	40.555.175
2015	38.760.178	23.498.940	25.766.208	22.213.048	17.164.587	13.160.089	38.926.297
total	262.767.934	184.831.464	221.311.152	190.792.547	71.421.882	54.759.157	276.070.309
al año	37.538.276	26.404.495	31.615.879	27.256.078	10.203.126	7.822.737	39.438.616
por día, BPD	102.845	72.341	86.619	74.674	27.954	21.432	108.051
1	2	3	4	5	6	7	8

Estos datos demuestran que la cantidad de EHCO que se requiere para producir el EHCO necesario para el mejoramiento y la venta de petróleo mezclado (en una proporción del 76,67%) es cercana al máximo de la capacidad de diseño de 43.800.000 MMB para el abastecimiento de EHCO al mejorador. La cifra clave que debe utilizar el Tribunal es 43.070.000 MMB, que corresponde a los 118.000 BPD que las Demandantes confirman como capacidad de alimentación del campo Petrozuata.

396. En este punto, las cifras que deben utilizarse son aquellas relativas a la Capacidad de Producción de EHCO. Tal como se mencionara *supra*, la Producción de EHCO que se requiere para la Producción de CCO se señala con fines informativos, porque estas cantidades reflejan las elecciones operativas que se adoptaron desde el año 2009, como consecuencia de lo cual la producción de CCO se redujo de manera significativa en comparación con la situación anterior a ese cambio, aunque se la complementó con la venta de petróleo mezclado<sup>199</sup>.

<sup>197</sup> Evaluación de Producción de Petrozuata, pág. 1; Apéndice 109 de Figuera. El EHCO que se requiere para la producción de las cantidades de CCO mencionadas en la tabla representa cifras inferiores a aquellas mencionadas en el rubro EHCO Producido *supra* (columna 2). Tal como explicó el Sr. Figuera, el Proyecto producía más EHCO de las cantidades de EHCO necesarias para el CCO que se producía, según sus cifras. Las cantidades de EHCO que se requerían se proporcionan en el Cuarto Testimonio Suplementario del Sr. Figuera, 7 de enero de 2015, y pueden calcularse dividiendo las cifras de CCO Producido por el factor de rendimiento de 0,8621 (p. ej., 26.404.495 de CCO al año:  $0,8621 = 30.628.112$  de EHCO).

<sup>198</sup> Presentado por la Demandada con ocasión de la Audiencia de marzo de 2017; Evaluación de Producción de Petrozuata, pág. 1, que hace alusión a los Apéndices 110 y 112 de Figuera. El petróleo mezclado se compone de EHCO en un 76,67% y de diluyente (Nafta o Mesa) en un 23,33%

<sup>199</sup> La elección operativa mencionada *supra* es aceptada por la Demandada también en su impacto en los costos. Tal como se estableciera en la Estimación de Costos para Petrozuata de la Demandada presentada ante el Tribunal el 2 de junio de 2017, en el escenario “contrafáctico”, la producción de EHCO habría sido inferior a lo que fue en realidad, ya que solo se habría producido el EHCO que podía mejorarse. Por lo tanto, la Demandada ha diferido los costos relativos a la perforación de pozos nuevos de modo que la capacidad de producción sea proporcional a la capacidad que se requiere para la producción del EHCO necesario para las ventas reales de CCO (pág. 14). En otras palabras, se perforaron más pozos nuevos a los fines de extraer suficiente EHCO para satisfacer la necesidad de mejoramiento a CCO y de proporcionar la porción de 76,67% del petróleo mezclado. Esto significa también que más volúmenes de EHCO

397. Para obtener los volúmenes aproximados de EHCO que habrían estado disponibles cuando no se permitía la mezcla, la cantidad de EHCO que se requería para la producción correspondiente de CCO vendido (teniendo en cuenta el factor de rendimiento) debe sumarse a la porción de EHCO del 76,67% en el petróleo mezclado<sup>200</sup>. Tal como se mostrara en la tabla *supra*, las cantidades así alcanzadas (columna 8) son comparables con aquellas de las que el Sr. Figuera da cuenta como “EHCO Producido” en general (columna 2). Por lo tanto, las cantidades aproximadas de 39.500.000 MMB y 108.000 BPD pueden considerarse cifras reales de producción de EHCO experimentadas anualmente entre 2009 y 2015<sup>201</sup>.

398. Estas cantidades resultan algo superiores cuando se incluyen también los resultados de producción de EHCO durante los 18 meses desde la expropiación hasta finales del año 2008, cuando se produjo un total de 60.929.932 MMB, lo que corresponde a un promedio de 111.288 BPD. En proporciones adecuadas, esto permite arribar a la conclusión de que, en el período comprendido desde la expropiación hasta fines del año 2015, se ha producido una cantidad promedio real de 40.000.000 MMB al año, que corresponde a 110.000 BPD.

399. Los supuestos del Sr. Patiño sobre las tasas de declinación desde el año 2016 no pueden servir de proyección para la evaluación por parte del Tribunal del desarrollo más probable del Proyecto si la expropiación no hubiese tenido lugar. El Tribunal no cuenta con pruebas en el expediente que aborden la cuestión específica de los volúmenes disponibles para la producción de EHCO provenientes de los campos durante el período que se extiende hasta el final de la vida útil del Proyecto. Las cifras de las Reservas, tal como se afirmara *supra*, no impactan de manera negativa en las perspectivas de producción suficiente correspondientes a los volúmenes proyectados sobre la base de los Convenios de Asociación. La producción real de EHCO para los años 2009 a 2015 de 39.500.000 MMB y las cantidades por encima de esta cifra que representan las ventas realizadas con anterioridad al año 2009 cuando la producción de CCO se combinaba con la venta de petróleo mezclado indican objetivos, aunque sujetos a mejoras mediante aumentos en los esfuerzos de perforación y mantenimiento, que las pruebas que obran en el expediente del Tribunal no han demostrado que fueran inalcanzables.

---

hayan estado y estuvieran aún disponibles cuando se perforaban además pozos nuevos, más de lo que ha confirmado el Sr. Patiño en el marco del presente procedimiento.

<sup>200</sup> Las cifras resultantes son comparables con las cifras que mostró el Sr. Figuera como “EHCO Producido”. Sin embargo, se encuentran muy por debajo de la Capacidad de Producción de EHCO de la que diera cuenta el Sr. Patiño.

<sup>201</sup> El Tribunal observa que la Demandada también argumentó que, con base en el programa del Sr. Patiño, la cantidad de EHCO utilizada para la mezcla desde el 1 de enero de 2009 “se asume que permanece en el subsuelo hasta que sea necesario para la producción de CCO”, y que, por tanto, “el mayor número de pozos efectivamente perforados en el período histórico se reduce (con lo cual se reducen los costos históricos), ya que el exceso de producción de EHCO no habría sido necesario”, (Escrito Final sobre la Cuantía de la Demandada, párr. 317 *in fine*). Toda la teoría respecto del EHCO almacenado en forma subterránea a los fines de la posterior producción de CCO carece de fundamento real, aunque si se admitiera, tal como sugiere la Demandada, habría más pozos disponibles que los perforados realmente, compensándose así cualquier declinación aun sin que se perforen pozos nuevos. Las conclusiones del Sr. Patiño serían entonces irrelevantes incluso para la Demandada.

400. La producción de EHCO de 118.000 BPD que alegaron las Demandantes<sup>202</sup> corresponde a 43.070.000 MMB. Estos volúmenes se encuentran apenas por encima de las cifras reales para el período comprendido entre los años 2009 y 2015 (39.500.000 MMB) y la cantidad promedio real de 40.000.000 MMB para el momento posterior a la expropiación en los años 2007 a 2015. El Tribunal no encuentra pruebas ni argumentos convincentes que le impidan considerar estas cifras para la producción de EHCO en Petrozuata si los Convenios de Asociación y la operación que tenían a las Demandantes como socias se hubiesen mantenido en vigencia. Se trata de cifras estándares basadas en la capacidad de producción de los campos. Deberán revisarse teniendo en cuenta la capacidad de producción del mejorador.

#### D. Producción en Hamaca – Upstream

401. El Proyecto Hamaca se planificó para un campo de producción delimitado a partir del cual producir EHCO. El campo contaba con un área principal (denominada “H” por el Bloque Huyapari) y un área de reserva al sur (conocida como “M” por el Bloque Maquiritare), que se cedió con anterioridad a la nacionalización. La limitación principal en Hamaca – y la fuente principal de disenso entre las Partes – es la capacidad del mejorador de procesar EHCO en la producción de CCO. Esta cuestión se analizará en mayor detalle *infra* (E).

##### 1. *La Posición de las Demandantes*

402. Las Demandantes afirman que el perfil de producción utilizado por sus peritos para el Proyecto Hamaca redundaba en la recuperación de aproximadamente 1.864 millones de barriles de EHCO desde el mes de junio de 2007 hasta el año 2037, lo que corresponde a un nivel de producción promedio de EHCO de aproximadamente 175.000 BPD. Ese perfil se toma del propio Modelo Económico del Proyecto Hamaca (elaborado por Petrolera Ameriven), según su última actualización en el mes de octubre de 2006 (LECG-129).

403. Este perfil de producción de petróleo es consistente con otros datos que muestran la producción prevista proveniente del campo Hamaca. (1) En el mes de febrero de 2007, un equipo de ConocoPhillips calculó Reservas por 1.960 millones de barriles (LECG-111, pág. 9/pdf). Recientemente, PDVSA informó que las Reservas Probadas ascendían a 4.600 millones de barriles (CLEX-090, pág. 39). (2) El Plan de Negocios Hamaca de 2005 contiene proyecciones de producción futura de petróleo que son consistentes con las cifras utilizadas por los peritos de las Demandantes (LECG-122/112). (3) El Modelo Económico ConocoPhillips, en su última versión presentada a fines del año 2006, proyectó la recuperación de 1.894 millones de barriles de EHCO durante

---

<sup>202</sup> Memorial de las Demandantes sobre la Cuantía, párr. 120; Abdala/Spiller, Informe de Actualización Consolidado, 17 de noviembre de 2016, párr. 50.

la vida del Proyecto (LECG-085), cantidad que posteriormente se ajustó a 1.864 millones de barriles<sup>203</sup>.

404. Las Demandantes recuerdan que, en la primera fase del presente caso, Venezuela recurrió a una proyección de producción para Hamaca que estimaba la recuperación de 1.672 millones de barriles de EHCO desde la fecha de la expropiación hasta la finalización del plazo del Proyecto<sup>204</sup>. Esta proyección se basaba en gran medida en el mismo perfil de EHCO utilizado por los peritos de las Demandantes, aunque con una reducción del OSF del mejorador Hamaca. En la etapa posterior sobre la cuantía, Venezuela utilizó una proyección más pesimista que prevé la recuperación de solamente 1.051 millones de barriles de EHCO desde el mes de junio de 2007 hasta la finalización del Proyecto<sup>205</sup>. Esta proyección se construye sobre la base de un OSF aún más inconsistente para el mejorador Hamaca ahora pronosticado por el Sr. Figuera.

405. La proyección de producción futura de EHCO de Venezuela también se extrae del modelo teórico del Sr. Patiño. El Sr. Patiño introdujo en su modelo la afirmación del Sr. Figuera de que el mejorador Hamaca logrará un OSF de solo 72,85% para el resto del plazo del Proyecto. En consecuencia, el Sr. Patiño restringe de manera artificial la producción de EHCO, de modo que el modelo nunca pueda reportar una cifra de producción de más de 143.432 BPD de EHCO<sup>206</sup>. El límite que el Sr. Patiño introdujo en su modelo impide que el mejorador opere alguna vez más allá de la previsión de OSF del Sr. Figuera. Por consiguiente, las cifras de producción en virtud de este modelo siempre serán incorrectas. Los volúmenes de producción de EHCO del Sr. Patiño para el período histórico (2009-2015) se desvían sustancialmente no solo del escenario contrafáctico de las Demandantes, sino también de la producción real con posterioridad a la expropiación. Nuevamente, el Sr. Patiño ignora lo que ha ocurrido realmente en el Proyecto. Esto puede demostrarse al comparar el límite superior del Sr. Patiño respecto de la producción de petróleo sintético con la producción real de crudo sintético informada en años anteriores, según PDVSA. El enfoque del Sr. Patiño contrasta claramente con la utilización que hacen los peritos de las Demandantes de los planes de negocios consensuados del Proyecto, tal como confirman las cifras de Reservas Probadas del Proyecto tanto con anterioridad como con posterioridad a la expropiación. Además, el perfil de producción del Sr. Patiño para Hamaca está sujeto a los mismos errores graves que su análisis de Petrozuata, con la excepción de los pozos multilaterales que no han sido utilizados ampliamente en Hamaca.

406. La estimación que realiza el Sr. Patiño de la producción prevista también se basa en una tasa de declinación del campo. El Dr. Strickland sostiene que se utilizaron los datos equivocados,

---

<sup>203</sup> Escrito Post-Audiencia de 2017 de las Demandantes, párr. 35.

<sup>204</sup> Informe de Experto Consolidado sobre Valuación, 17 de noviembre de 2016, párr. 83.

<sup>205</sup> Informe de Experto Consolidado sobre Valuación, 17 de noviembre de 2016, párr. 259.

<sup>206</sup> Apéndice 84 de Patiño, Métrica de Campo.

y que nuevamente se mezclan pozos que tienen tasas exponenciales (constantes) y pozos que tienen tasas hiperbólicas (siempre descendentes). El Sr. Patiño utiliza un total de solo 55 pozos. Obtiene una única tasa de declinación exponencial del 24% anual, que posteriormente aplica de manera mecánica a todos los más de 800 pozos en existencia y futuros en el campo durante el período comprendido entre los años 2009 y 2037. El Sr. Patiño ha reconocido parcialmente su error y proporcionado un análisis nuevo en su Informe Consolidado, que adopta un enfoque híbrido que deriva en una tasa de declinación excesiva del 18,7%<sup>207</sup>. El Dr. Strickland demuestra que la tasa de declinación del Sr. Patiño se contradice con el historial de producción real del Proyecto. El Sr. Patiño subestima la producción prevista en Hamaca en aproximadamente 695 millones de barriles durante el resto del plazo del Proyecto. Una vez más, el Sr. Patiño intenta justificar su deficiente análisis haciendo referencia a algunos documentos del Proyecto, que, sin embargo, no reflejan las proyecciones de producción a largo plazo para el campo.

407. El Sr. Patiño también reduce la producción artificialmente adoptando criterios restrictivos y poco realistas para los objetivos de pozos. El Sr. Patiño descarta objetivos de pozos viables, privando así al Proyecto de millones de barriles de producción. Tal como reconociera el Sr. Patiño, el Proyecto posterior a la expropiación en realidad ha perforado pozos que él no incluyó en su proyección de producción. El Dr. Strickland explicó que los errores del Sr. Patiño conducen en su conjunto a subestimar la producción en Hamaca en más de 706 millones de barriles de EHCO. Cuando se corrigen esos errores, su modelo da cuenta de volúmenes de producción consistentes con aquellos utilizados por los peritos de las Demandantes.

408. Para concluir con los temas relativos al *upstream*, las Demandantes afirman lo siguiente: (a) que sus peritos se basan en las proyecciones anteriores a la expropiación más conservadoras del Proyecto, cuya factibilidad queda confirmada por las cifras de Reservas Probadas anteriores a la expropiación del Ministerio, de PDVSA y de ConocoPhillips; (b) que los argumentos de Venezuela de que la productividad de los campos es decreciente se contradicen con las cifras de Reservas Probadas, que han aumentado desde la expropiación; y (c) que el Sr. Patiño utiliza una metodología inadecuada. Cuando se corrigen los muchos errores, su modelo arroja resultados para la producción futura de petróleo en Hamaca que son consistentes con el argumento de las Demandantes.

## 2. *La Posición de la Demandada*

409. La Demandada observa que había signos en Hamaca que suscitaban dudas respecto de la capacidad del campo de cumplir con los requerimientos de EHCO en el mejorador durante la totalidad del plazo del Proyecto. La cantidad total de pozos que se requerían en el campo aumentaron en los planes de negocios de 739 en el año 2004 a 1047 en el 2005 y a 1389 en el año 2006; y se anticiparon 635 pozos hasta el año 2015, según el plan de negocios de 2006, en comparación con

---

<sup>207</sup> Informe de Experto Consolidado, 17 de octubre de 2016, párrs. 136/137.

los 527 pozos previstos para el mismo período en el plan de negocios de 2005. El plan de negocios de 2006 dejaba en claro que el Proyecto se quedaría sin objetivos de pozos en el año 2031 y que, desde ese momento, la producción disminuiría (LECG-122/112).

410. Los pozos en el Proyecto Hamaca experimentaron una alta tasa de declinación. Cuando el Sr. Figuera asumió su cargo de Presidente de Petrolera Ameriven en el mes de junio de 2006 fue informado por el Sr. Steinar Vaage, colaborador de ConocoPhillips y Gerente General del Proyecto, de que el Proyecto operaba con una declinación del 2% mensual, que se correspondía con una declinación en la capacidad de producción de 50 a 60.000 BPD al año<sup>208</sup>. En síntesis, sobre una base *ex ante* al 26 de junio de 2007, la Demandada estima que se habría producido un total de 1.671 millones de barriles de EHCO<sup>209</sup> utilizando técnicas de producción en frío y que se habrían procesado esos volúmenes de EHCO para producir 1.576 millones de barriles de CCO.

411. En la valuación *ex ante* en Hamaca, la Demandada supuso que la producción de EHCO se vería limitada por el rendimiento en el mejorador, que RAM IV afirmó podría esperarse que operara a un OSF de aproximadamente 84%. La Demandada invocó al Sr. Figuera para explicar que, “a pesar de las crecientes preocupaciones respecto al campo de producción, había la expectativa de que el campo pudiera producir suficiente EHCO para alimentar el mejorador a las reducidas expectativas de OSF reflejadas en los informes RAM”<sup>210</sup>. La Demandada y sus peritos también asumieron que, aun así, el campo mostraba signos de contar con capacidades reducidas con producción en frío. En la valuación *ex post*, deben tenerse en cuenta el rendimiento real del mejorador y las limitaciones más severas en el campo.

412. En este sentido, la Demandada se basa en el estudio del Sr. Patiño. Las conclusiones del perito respecto del campo Huyapari son las siguientes: (1) Al 1 de enero de 2009, el Proyecto Hamaca había perforado, completado y conectado 325 pozos, 266 de los cuales estaban activos y 43 de los cuales estaban inactivos y requerían reparaciones menores, en tanto que los otros 16 pozos no podían ser reparados. La producción posible de esos 309 pozos alcanzaba un total de 169,4 MBD. Además, existían 32 pozos perforados en el año 2008 aunque todavía no conectados para la producción a comienzos del año 2009. Cuando se suman, el programa de capacidad de producción alcanzaría un total de 201,2 MBD. (2) Suponiendo que estos 201,2 MBD se hubieran reducido a fines del año 2009 a 177,7 MBD teniendo en cuenta los volúmenes de EHCO que se requerían para las ventas de CCO alcanzadas durante ese año, no se habrían necesitado pozos nuevos. (3) Posteriormente, el Sr. Patiño agregó pozos nuevos a efectos de procurar que la capacidad de producción total del campo fuera de alrededor del 110% del EHCO necesario para (a) las ventas de CCO que se alcanzaron realmente en el período histórico; y (b) las ventas de CCO que se alcanzarían en el

---

<sup>208</sup> Apéndice 74 de Figuera.

<sup>209</sup> Brailovsky/Flores, Informe de Experto Consolidado sobre Valuación, 17 de noviembre de 2016, párr. 83.

<sup>210</sup> Cf. Escrito Final sobre la Cuantía de la Demandada, párr. 120.

período de proyección asumiendo un OSF a largo plazo del 72,85%. Después del año 2024, no había objetivos de pozos nuevos, y, de ahí en adelante, la capacidad de producción será insuficiente para soportar los requerimientos de EHCO para la producción de CCO incluso a un OSF del 72,85%.

413. El programa de capacidad de producción del Sr. Patiño en Hamaca supone un total de 1.218 pozos. Esto representa 171 pozos más que la cantidad establecida en el Plan de Negocios de 2005 y 171-197 pozos menos que la cantidad establecida en el borrador del plan de negocios de 2006 (1.389) o en el modelo en el que se basan las Demandantes (1.415). El Sr. Patiño ha arribado a la conclusión de que, durante toda la duración del Proyecto, se produciría un total de 1.269 millones de barriles de EHCO usando técnicas de producción en frío, alrededor de 800 millones de barriles menos que los volúmenes de producción que las Demandantes afirman se producirán.

### 3. *Las Conclusiones del Tribunal*

414. En esta sección, el Tribunal analizará la producción de EHCO, independientemente de la dudosa disponibilidad del mejorador Hamaca para tratar las cantidades requeridas de EHCO. Si se demuestra que el mejorador no puede procesar más que una cierta cantidad de EHCO, esto deberá considerarse en el análisis. En este momento, lo más importante es la cantidad de EHCO que se podría llegar a extraer de la tierra y enviar al mejorador. El Tribunal advierte que, más allá de repetir las afirmaciones de los Sres. Patiño y Figuera, la Demandada tiene muy poco para agregar a su posición que pone en tela de juicio el desempeño del campo de Hamaca. El Testigo Figuera no tiene nada que decir al respecto, salvo la necesidad de estudiar la recuperación mejorada de petróleo (“EOR”)<sup>211</sup>. Las reducciones en la producción que ordenó el Ministerio en noviembre y diciembre de 2006 no se mencionan<sup>212</sup>. Tal como hizo respecto de Petrozuata, la Demandada omite considerar el potencial de nuevos pozos para agregar al proyecto. Por ejemplo, al comunicar el mensaje que envió el Sr. Vaage el 23 de octubre de 2006, mediante el cual alertaba acerca de una tasa de declinación mensual del 2%, la Demandada<sup>213</sup> omite agregar que esta información comprendía cifras “sin adiciones de pozos”, según se aclaró en el mensaje de fecha 20 de octubre de 2006 que envió el Sr. Steven Haile al Sr. Vaage, quien luego informó al Sr. Figuera<sup>214</sup>. Esta información debe ser considerada conjuntamente con la decisión de la Junta Directiva de Hamaca de fecha 18 de mayo de 2006 de reiniciar las actividades de perforación en enero de 2007<sup>215</sup>. Tal como explicara el Sr. Figuera, la declinación en el campo tuvo como consecuencia un incremento en las

---

<sup>211</sup> Cuarto Testimonio Suplementario, 7 de enero de 2015, párr. 9.

<sup>212</sup> Fueron motivo de preocupación en la Reunión de la Junta Directiva del 16 de noviembre de 2006 (C-343, pág. 2).

<sup>213</sup> Escrito Final sobre la Cuantía de la Demandada, párr. 119.

<sup>214</sup> Apéndice 74 de Figuera.

<sup>215</sup> C-344, Apéndice 25 de Figuera, pág. 5. La Junta advirtió, asimismo, una tasa de producción actual de 185.000 BPD de EHCO, cercana al máximo de diseño.

cantidades de pozos que debían perforarse<sup>216</sup>. Por el contrario, la no perforación de pozos genera una caída en la producción de todos los pozos<sup>217</sup>. El Testigo Lyons explicó que todos entendieron que el supuesto general para Petrozuata y Hamaca era tener lleno el mejorador<sup>218</sup>. El Testigo Figueroa estuvo de acuerdo con este requisito<sup>219</sup>; era el supuesto clave<sup>220</sup>. El Sr. Patiño no incluyó este objetivo importante en su metodología.

415. El Tribunal no puede aceptar el hecho de que Sr. Patiño se base en el muy bajo factor OSF (72,85%) del mejorador alegado por el Sr. Figueroa, como consecuencia del cual solo una cantidad reducida de EHCO puede ser incorporada en el mejorador y extraída de los campos<sup>221</sup>. El Sr. Patiño no analizó, desde ningún punto de vista, el factor de recuperación real aplicable al mejorador Hamaca.

416. El Tribunal tampoco puede aceptar las proyecciones del Sr. Patiño en cuanto al EHCO proveniente de los campos, por cuanto este supone que los volúmenes de EHCO requeridos para las ventas de CCO desde 2009 habrían mermado y, como consecuencia, no se habrían necesitado nuevos pozos. De hecho, esta caída en la producción de EHCO adecuada para obtener CCO no tiene nada en común con la operación planificada en virtud del Convenio de Asociación, que no contemplaba la producción regular de petróleo mezclado. Al Tribunal también le resulta difícil comprender la supuesta declinación, según la Demandada, en el campo de Hamaca, cuando el programa del Sr. Patiño consideró un total de 1.218 pozos, más de 170 pozos menos que los 1.389 previstos ya en el plan de negocios de 2006<sup>222</sup>. En cualquier caso, el Sr. Patiño se citó como perito, y no como testigo.

417. Ante la influencia de factores externos tales como el OSF o la menor producción de CCO mediante su propia metodología, los supuestos del Sr. Patiño no ayudan al Tribunal a tomar una decisión. De nuevo, la tasa de declinación del Sr. Patiño se basa en una pequeña muestra de pozos que luego corrigió en respuesta a las críticas del Dr. Strickland. Tampoco comparó sus resultados con el historial de producción real del Proyecto.

---

<sup>216</sup> Cf. TR-S, Audiencia de febrero de 2017, Día 8, págs. 879:13-880:24.

<sup>217</sup> Testigo Lyons, TR-S, Audiencia de febrero de 2017, Día 7, pág. 439:10-14.

<sup>218</sup> TR-S, Audiencia de marzo de 2017, Día 11, pág. 1452:2-6.

<sup>219</sup> TR-S, Audiencia de marzo de 2017, Día 11, pág. 1453:7-12.

<sup>220</sup> TR-S, Audiencia de marzo de 2017, Día 11, pág. 1461:20-22.

<sup>221</sup> Informe de Experto Consolidado, 17 de octubre de 2016, párrs. 121/122, en el que se señaló que el OSF a largo plazo del 72,85% que proyectó el Sr. Figueroa “[se basó] en el desempeño histórico del mejorador desde que fue comisionado hasta el 2015” (nota 199). El Sr. Patiño no investigó si esto era correcto.

<sup>222</sup> Véase, también, Presentación a la Junta del Presupuesto 2007, Apéndice 75 de Figueroa.

418. El Tribunal puede sacar conclusiones similares al considerar la producción *downstream* en el sitio de Hamaca. De hecho, se presentaron ante el Tribunal las facturas de compra de crudo sintético y mezclado correspondientes al período que abarca desde mediados de 2007 hasta 2015. Las cifras resultantes de esta documentación permiten determinar las cantidades de EHCO que debieron haber estado disponibles a tal fin. Estas cifras se pueden comparar también con las que consideró el Sr. Patiño con respecto a la capacidad de producción de EHCO en el campo, calculada independientemente de la producción de EHCO requerida para obtener solo CCO. Los resultados son los siguientes:

	Datos del Sr. Patiño						Datos reales	
	Potencial Activo de Producción de EHCO <sup>223</sup>		Producción de EHCO para el Mejorador <sup>224</sup>		CCO para la venta <sup>225</sup>		EHCO requerido para mezcla <sup>226</sup>	Total de EHCO utilizado para mejoramiento y mezcla (columna 5+8)
	BPD <sup>227</sup>	MMB	BPD	MMB <sup>228</sup>	BPD	MMB		
2009	188.906 <sup>229</sup>	68.950.690	115.385	42.116.000	109.270	39.884.000	6.192.793	48.308.793
2010	165.869	60.542.185	144.706	52.818.000	137.036	50.018.000	0	52.818.000
2011	161.570	58.973.050	137.275	50.105.000	130.000	47.450.000	2.373.606	52.478.606
2012	160.305	58.511.325	72.747	26.625.000	68.891	25.214.000	26.277.368	52.902.368
2013	159.599	58.253.635	136.353	49.769.000	129.127	47.131.000	14.609.112	64.378.112
2014	158.897	57.997.405	153.203	55.919.000	145.084	52.955.000	3.578.852	59.497.852
2015	159.866	58.351.090	148.377	54.158.000	140.513	51.287.000	2.159.519	56.317.519
Sub-total	1.155.012	421.579.380	908.046	331.510.000	859.921	313.939.000	55.191.250	386.701.250
Promedio/año	165.002	60.225.626	129.721	47.358.571	122.846	44.848.429	7.884.464	55.242.998
1	2	3	4	5	6	7	8	9

<sup>223</sup> Apéndice 84 de Patiño, Producción.

<sup>224</sup> Cf. Informe de Experto Consolidado, 17 de octubre de 2016, párr. 193; Apéndice 84 de Patiño, Producción. Estas cifras se calculan nuevamente partiendo de los volúmenes de CCO mencionados en el Informe de Experto Consolidado del Sr. Patiño, 17 de octubre de 2016, párr. 193 (con un factor de rendimiento de 0,947); para el período 2009-2013, las cifras de CCO se han copiado del Tercer Testimonio Suplementario del Sr. Figuera, 15 de agosto de 2014, párr. 8, sobre la base del Apéndice 42.

<sup>225</sup> Todas las cifras correspondientes al período 2009-2015 se copiaron del Informe de Experto Consolidado, 17 de octubre de 2016, párr. 193, donde el Sr. Patiño explica que las tomó del Tercer Testimonio Suplementario del Sr. Figuera de fecha 15 de agosto de 2014, tabla 1 (párr. 8), donde se hace referencia al Apéndice 84. Esto es correcto para los años 2009-2013. Sin embargo, el Sr. Patiño no advirtió que el Sr. Figuera actualizó su documentación y presentó un nuevo conjunto de facturas en su Apéndice 106, tomando nota adicional de los resultados en su Cuarto Testimonio Suplementario de fecha 7 de enero de 2015, tabla 1, párr. 19, cuyas cifras de producción de EHCO se han copiado en la evaluación de la Producción presentada por la Demandada el 2 de junio de 2017.

<sup>226</sup> Estas cantidades representan el 76,67% del petróleo mezclado vendido según la información presentada por la Demandada en la Audiencia de marzo de 2017 y también receptada en la Evaluación de Producción de Hamaca, pág. 15.

<sup>227</sup> El Sr. Patiño también proporciona las cifras “al principio del año”, que son algo diferentes y menos apropiadas a los fines comparativos. Cf. Informe de Experto Consolidado, 17 de octubre de 2016, párr. 193; Apéndice 84 de Patiño, Producción.

<sup>228</sup> Las cifras fueron redondeadas por el Sr. Patiño.

<sup>229</sup> Esta cifra no fue verificada por el Sr. Patiño, quien advirtió que, el 1 de enero de 2009, cuando comenzó su programa de capacidad de producción, esta capacidad del campo ascendía a 201,2 MBPD; cf. Informe de Experto Consolidado, 17 de octubre de 2016, párr. 124; Informe de Experto, 18 de agosto de 2014, párr. 141.

419. Desde 2016 en adelante, cuando no contaba con cifras reales de CCO, el Sr. Patiño seleccionó las cifras de Potencial de Producción de EHCO menos el 10% para calcular la Producción de EHCO para el Mejorador y, a partir de allí (x0,947), el CCO. Aquí se toman cuatro años a modo de ejemplo. De hecho, si observamos la tabla, los resultados de su estudio de declinación impactan verdaderamente en la producción de EHCO en Hamaca recién a partir de 2025, con otra caída más en 2027.

	Potencial Activo de Producción de EHCO		Producción de EHCO para el Mejorador		CCO para la venta	
	BPD	MMB	BPD	MMB	BPD	MMB
2017	159.766	58.314.590	143.432	52.353.000	74.855	49.368.000
2021	159.008	58.037.920	143.432	52.353.000	51.757	49.368.000
2025	130.384	47.590.160	118.473	43.243.000	21.993	40.778.000
2029	53.825	19.646.125	48.907	17.851.000	8.986	16.833.000
Total 2009 a 2037				961.622.000		908.136.000
1	2	3	4	5	6	7

420. Dado que esto se realizó para Petrozuata, aunque sin incurrir en largas repeticiones, las cifras resultantes del estudio del Sr. Patiño y la comparación con las cifras relativas a la producción de petróleo mezclado ameritan los siguientes comentarios.

421. Los volúmenes que propone el Sr. Patiño con respecto al EHCO potencial total disponible en los proyectos (columna 2/3) son siempre superiores a los volúmenes reales extraídos por los pozos con el fin de producir CCO mejorado (columna 4/5). Esto corresponde a dos períodos: 2009-2015 y 2017-2036. Por lo tanto, había más EHCO disponible de lo que resulta de las conclusiones del Sr. Patiño.

422. Si se consideran también las cantidades aproximadas de EHCO que se utilizarán para mezcla y se las agrega a los volúmenes empleados para mejoramiento, las cifras resultantes son interesantes desde dos puntos de vista: (1) la cantidad agregada es siempre superior al EHCO provisto para mejoramiento, lo que demuestra que el EHCO que se incorpora al mejorador es inferior al EHCO disponible; y (2) hay una diferencia de alrededor de 38.650 BPD en relación con la capacidad de alimentación del mejorador (190.000 BPD). Para compensar esa diferencia, se requeriría una amplia actividad de perforación (correspondiente a unos 45 pozos que procesen a un ritmo de 800 BPD). El Testigo Figuera señaló que era posible incrementar el índice de producción por pozo a una producción inicial de 1400 a 1600 BPD a corto plazo<sup>230</sup>.

423. Para su definición de los pozos disponibles, el Sr. Patiño identifica nuevamente las características de los pozos y su potencial declinación, pero no procede a determinar el potencial disponible para nuevos pozos y nuevos objetivos. Solo analizó el 17% de los pozos operativos en el

<sup>230</sup> TR-S, Audiencia de marzo de 2017, Día 11, pág. 1554:5-21. Agregó que no tuvieron que preocuparse por el largo plazo, ya que eso era tarea de Venezuela.

proyecto, quizás porque los denominados pozos “erráticos” no pudieron utilizarse para esa prueba<sup>231</sup>. Asimismo, seleccionó un requerimiento de arenas de 20 pies de espesor<sup>232</sup> que se consideraron demasiado rígidas<sup>233</sup>. El Testigo Lyons comentó que, si se extrae menos de 20 pies, se está dejando de lado mucho petróleo, es decir, se elimina petróleo que es obtenible<sup>234</sup>. La decisión de PDVSA de exigir arenas de 20 pies de espesor fue una de las razones por las cuales se alegó que los Proyectos no tenían objetivos<sup>235</sup>. Falta una comparación con las cantidades de Reservas Probadas certificadas. Llama la atención que, según la recomendación del Sr. Patiño, se dejen de perforar pozos a partir de 2024, si bien queda tiempo hasta 2037 para aumentar la producción de EHCO.

424. Al analizar con mayor grado de detalle los puntos clave de nuevos pozos por perforar, el Tribunal advierte que el Sr. Patiño proyectó 754 nuevos pozos desde el 1 de enero de 2009<sup>236</sup>, cifra que se encuentra en el rango de las proyecciones comerciales anteriores a la expropiación. En este sentido, el Sr. Patiño se mantuvo muy fiel a su cálculo original de producción. De nuevo, el Tribunal concluye que el cálculo de la tasa de declinación de los pozos no considera de manera suficiente el potencial de compensación a través de nuevos pozos y el aumento de las tareas de mantenimiento y reparación (así como el correspondiente aumento en los costos). Este elemento se contempla solo marginalmente en el análisis de declinación del Sr. Patiño<sup>237</sup>. También se advirtió que una de las principales causas de la declinación en la productividad de los pozos fue la política de PDVSA de dar prioridad a los pozos con una única pared lateral. Para el Testigo Lyons, este cambio de estrategia tuvo un efecto mayormente negativo en la productividad<sup>238</sup>. Esta circunstancia también torna incierto el estudio del Sr. Patiño basado en la declinación de los pozos. De hecho, explica que, con respecto a los pozos multilaterales, no es posible gestionar ni determinar con precisión la información sobre las reservas restantes y el nivel de agotamiento por lateral<sup>239</sup>. Entonces, ¿cómo se puede calcular la declinación de los pozos multilaterales?

425. El enfoque del Sr. Patiño no es prospectivo. En su Primer Informe, concluyó que “[c]on un objetivo de capacidad de producción de 154,6 MBD, el campo Huyapari agota los objetivos en el

<sup>231</sup> Cf. TR-S, Audiencia de febrero de 2017, Día 9, págs. 929:14-932:12, 1093:1-1097:4.

<sup>232</sup> Cf. Patiño, Informe de Experto Consolidado, 17 de octubre de 2016, párrs. 62, 112-114.

<sup>233</sup> Strickland, Informe de Experto Consolidado, 17 de octubre de 2016, párrs. 99-107.

<sup>234</sup> TR-S, Audiencia de marzo de 2017, Día 11, pág. 1551:9-1552:6.

<sup>235</sup> Cf. TR-S, Audiencia de marzo de 2017, Día 11, pág. 1549:5-7 (Figuera), pág. 1551:9-21 (Lyons).

<sup>236</sup> Informe de Experto Consolidado, 17 de octubre de 2016, párr. 155.

<sup>237</sup> *Ibidem*, 17 de octubre de 2016, párrs. 106/107.

<sup>238</sup> Segunda Declaración Testimonial, 30 de octubre de 2009, párrs. 10, 11, 13, 24, 30; Cuarta Declaración Testimonial, 16 de mayo de 2014, párr. 21; Quinta Declaración Testimonial, 13 de octubre de 2014, párrs. 43-48; TR-S, Audiencia de 2010, Día 4, págs. 1072:12-1074:2; Día 5, págs. 1310:8-1313:9.

<sup>239</sup> Informe de Experto Consolidado, 17 de octubre de 2016, párr. 88. El Perito Brown objetó el supuesto del Sr. Patiño (Segunda Declaración Testimonial, 13 de octubre de 2014, párrs. 11-13).

año 2024”<sup>240</sup>. Suponiendo que esto fuera correcto, ¿por qué no sugirió buscar objetivos a partir de 2024? ¿Fue porque se centró en un “objetivo de capacidad de producción de 154,6 MBD”? Identificó 1.100 pozos por perforar durante la vida útil del campo. Pero también advirtió que se proyectaron cifras mayores: hasta 1.265 pozos productivos<sup>241</sup>. Esta cifra se puede encontrar en un Informe de Ingeniería de ConocoPhillips de 2007, en el cual se identifican “nuevos productores” y se agregan 124 nuevas perforaciones, con una cantidad total de 1.389 pozos perforados<sup>242</sup> [Traducción del Tribunal]. ¿Por qué no fue más previsor ante una capacidad de producción muy por debajo del objetivo del Proyecto ya que el Sr. Figuera informó que, al momento de la migración, ConocoPhillips había proyectado una capacidad de 200 MBD que consideró que, en realidad, se redujo a 186 MBD<sup>243</sup>? En el mismo informe, se identificaron 50 nuevos productores perforados por año desde 2024 hasta 2030. En opinión del Tribunal, el Sr. Patiño no fue más allá de la cifra de 154,6 MBD porque se le solicitó

...estimar el objetivo de potencial de producción del campo en base a las consideraciones presentadas en el Tercer Testimonio Directo Suplementario de Figuera relacionadas con los requerimientos del mejorador tanto para el periodo entre el 1° de enero de 2009 y el 31 de diciembre de 2013, como para los años posteriores utilizando las estimaciones del Sr. Figuera. Esto resulta en un objetivo de capacidad de producción de aproximadamente 154,6 MBD<sup>244</sup>.

426. Otra de las severas limitaciones que adopta el Sr. Patiño consiste en bloquear el ingreso diario de EHCO desde 2016 hasta el fin del proyecto en 143.432 BPD y conservar un objetivo de 157.775 BPD que incluye un margen del 10%<sup>245</sup>. Estas cifras representan una disponibilidad máxima. Según las Demandantes, la cifra de 143.432 BPD se obtiene tras aplicar un OSF del 72,85% a partir de la capacidad de diseño de 190.000 BPD. Y el objetivo del Sr. Patiño de 157.775 BPD está cerca de los 154,6 MBD que menciona como objetivo propuesto al comenzar su estudio. Esta observación coincide con la presentación del Sr. Patiño de su metodología en la que señala que el cálculo de un OSF del 72,85% del Sr. Figuera era parte de la información en la que se basó su

---

<sup>240</sup> Informe de Experto, 18 de agosto de 2014, párr. 82. Según el Dr. Strickland, el Sr. Patiño tomó la producción real de CCO y luego recalculó los volúmenes de EHCO que se habrían requerido para alcanzar esa producción (TR-S, Audiencia de febrero de 2017, Día 9, págs. 1109:6-1110:4).

<sup>241</sup> Informe de Experto, 18 de agosto de 2014, párr. 49.

<sup>242</sup> ConocoPhillips, Revisión del RCAT para Hamaca, Ingeniería, 7 de mayo de 2007, pág. 14/pdf (LECG-111). La misma cifra se consideró en la Presentación de la Junta Directiva del 12 de septiembre de 2006 (Apéndice 75 de Figuera). En ambos documentos, se señaló que dichas perforaciones se efectuarían hasta 2032 aproximadamente.

<sup>243</sup> Figuera, Testimonio, 20 de julio de 2009, párr. 47.

<sup>244</sup> Informe de Experto, 18 de agosto de 2014, párr. 67. De hecho, la cifra de 154,6 MPD no se menciona en el Testimonio al que hace referencia el Sr. Patiño.

<sup>245</sup> Cf. Apéndice 84 de Patiño, Producción, Mejorador, Métrica de Campo.

estudio<sup>246</sup>. Si bien el Sr. Patiño no lo dice expresamente, la revisión de su dictamen sugiere que, de hecho, comenzó su estudio partiendo de la hipótesis de una tasa máxima de OSF del 72,85% y luego volvió a calcular las cantidades de pozos necesarios para garantizar la producción de EHCO necesaria que se encontraba por debajo de la capacidad de diseño en más de un 27%<sup>247</sup>.

427. La Demandada<sup>248</sup> y sus peritos valuadores<sup>249</sup> adoptan el enfoque y los resultados del método e informe del Sr. Patiño, e incluyen además en sus presentaciones sobre el perfil *ex ante* las cifras relativas al período histórico comprendido entre el 26 de junio de 2007 y fines de 2008<sup>250</sup>. Sus conclusiones son las siguientes:

	Producción de EHCO para el Mejorador		CCO para la venta	
	BPD	MMB	BPD	MMB
Sr. Figuera				
Fines de 2007	171.629	31.570.422	157.341	28.939.154
2008	158.777	58.112.475	143.253	52.430.724
Subtotal	163.061	89.682.897	147.949	81.369.878
Sr. Patiño				
2009-2037		961.622.000 <sup>251</sup>		908.136.000 <sup>252</sup>
Total		1.051.304.897		989.505.878

<sup>246</sup> Cf. Patiño, Informe de Experto Consolidado, 17 de octubre de 2016, párr. 121, en el que se señaló también que “el OSF es una consideración importante en el programa de capacidad producción de Hamaca” (nota al pie 199). El Sr. Patiño utilizó este OSF para calcular los volúmenes de EHCO proyectados para el mejorador (párr. 122). La Demandada, en su Escrito Final sobre la Cuantía, párr. 362, confirma que las conclusiones del Sr. Patiño se basaron en un supuesto OSF del 72,85%. Fue parte de las instrucciones del Sr. Patiño: cf. Informe de Experto, 18 de agosto de 2014, párr. 8; TR-S, Audiencia de febrero de 2017, Día 9, págs. 1010:18-1012:11 (Patiño), pág. 1110:5-16 (Strickland).

<sup>247</sup> Este porcentaje se puede comparar con el 30% que la Demandada calcula como parte variable de los costos operativos (OPEX) y, por lo tanto, sujeta a la variación en la producción de EHCO. Cf. Estimación de Costos para Petrozuata, págs. 14, 43/44, 48, 52/53, 56/57, y Hamaca, págs. 15, 55, 59/60, 64/65, 69/70, 74; Brailovsky/Flores, Informe de Experto Consolidado sobre Valuación, 17 de noviembre de 2016, párrs. 308, 315.

<sup>248</sup> Cf. Escrito Final sobre la Cuantía de la Demandada, párr. 363; las cifras correspondientes a los años 2007 y 2008 se incluyen en la tabla *ex ante*, párr. 157.

<sup>249</sup> Cf. Brailovsky/Flores, Informe de Experto Consolidado sobre Valuación, 17 de noviembre de 2016, párr. 259; las cifras correspondientes a los años 2007 y 2008 se incluyen en la tabla *ex ante*, párr. 74.

<sup>250</sup> Se tomaron de Figuera, Testimonio, 20 de julio de 2009, párrs. 37-39; TR-S, Audiencia de marzo de 2017, Día 14, págs. 2574:15-17, 2576:14-15, 2578:9-10, 2580:5-9 (Preziosi).

<sup>251</sup> Esta cifra llegó a ser de 959.823 en la última actualización del Sr. Patiño conforme al Apéndice 89. Sin embargo, señaló que la diferencia era insignificante y no la utilizó en su Informe de Experto Consolidado, 17 de octubre de 2016, párrs. 137, 193, como tampoco utilizó las cifras que componen este monto final. De igual modo, la Demandada y sus peritos valuadores no adaptaron sus cifras a esta última versión.

<sup>252</sup> Tal como se advirtiera *supra* en relación con las cifras del Sr. Patiño sobre CCO vendido entre 2009 y 2015 (columna 6/7), estas se copiaron del Tercer Testimonio Suplementario del Sr. Figuera, 15 de agosto de 2014, párr. 8, tabla 1 y Apéndice 42 adjunto, sin mencionar que el Sr. Figuera había actualizado esta información en su Cuarto Testimonio Suplementario, 7 de enero de 2015, párr. 19, tabla 1 y Apéndice 106 adjunto. La Demandada y sus peritos valuadores se basaron en las cifras del Sr. Patiño, por lo cual sus cifras también son incorrectas, al igual que cualquier cálculo ulterior basado en ellas.

428. Para concluir, el Tribunal no puede considerar la presentación de la Demandada, vinculada al análisis del Sr. Patiño centrado exclusivamente en tasas de declinación. No se han presentado pruebas ante este Tribunal de que la producción en Hamaca se pudiera limitar a cantidades significativamente inferiores a la capacidad de diseño del mejorador de 190.000 BPD, que corresponde a 69.350.000 MMB. Para el período comprendido entre 2009 y 2015, las cifras proporcionadas por el Sr. Figuera, combinadas con el EHCO requerido para la venta de petróleo mezclado, confirman este cálculo:

2009-2015	EHCO Producido <sup>253</sup>	CCO Producido <sup>254</sup>	EHCO requerido para CCO facturado	Facturas de CCO <sup>255</sup>	Petróleo Mezclado Vendido <sup>256</sup>	EHCO necesario para mezcla (76,67%)	Total de EHCO utilizado para mejoramiento y mezcla (columnas 4 y 7)
2009	45.723.407	39.675.000	42.075.382	39.845.387	8.077.205	6.192.794	48.268.176
2010	53.540.415	49.459.910	52.236.706	49.468.161	0	0	52.236.706
2011	57.523.545	46.783.000	50.105.448	47.449.859	3.095.873	2.373.606	52.479.054
2012	60.903.301	26.782.000	26.625.256	25.214.117	34.208.123	26.227.368	52.852.624
2013	58.430.039	47.602.000	49.768.987	47.131.231	19.054.535	14.609.112	64.378.099
2014	56.553.345	53.190.000	55.919.208	52.955.490	4.667.865	3.578.852	59.498.060
2015	54.927.758	50.946.000	54.157.769	51.287.407	2.816.642	2.159.519	56.317.288
2016							
Total	387.601.810	314.437.910	330.888.756	313.351.652	71.920.243	55.141.251	386.030.007
Promedio por año	55.371.687	44.919.701	47.269.822	44.764.522	10.274.320	7.877.322	55.147.144
Por día, BPD	151.703	123.068	122.506	122.643	28.149	21.582	151.088
1	2	3	4	5	6	7	8

429. A esta altura, las cifras que han de prevalecer son aquellas relativas a la Capacidad de Producción de EHCO. Tal como se mencionara *supra*, la Producción de EHCO requerida para la Producción de CCO se indica con fines informativos, ya que estas cantidades reflejan las decisiones operativas adoptadas desde 2009, que ocasionaron una importante reducción en la producción de CCO, a pesar de que se complementó con la venta de petróleo mezclado. Ninguna de las cifras de EHCO requerido para CCO facturado (columna 4) se acerca a las cantidades introducidas en el mejorador en la segunda mitad de 2007 (31.570.422 MMB) y 2008 (58.112.475 MMB). Por lo

<sup>253</sup> Evaluación de Producción de Hamaca, pág. 15; Figuera, Cuarto Testimonio Suplementario, párr. 19. En los Estados Financieros de PetroPiar correspondientes a los ejercicios 2009 a 2012, se pueden encontrar cifras similares, convertidas en BPD (CLEX-094, pág. 210, 259/PDF).

<sup>254</sup> Evaluación de Producción de Hamaca, pág. 15; Apéndice 107 de Figuera. El EHCO requerido para la producción de las cantidades de CCO mencionadas en la tabla (columna 4) representa cifras inferiores a las mencionadas en el rubro EHCO Producido *supra* (columna 2). Tal como explicó el Sr. Figuera, el Proyecto produjo más EHCO que las cantidades de EHCO requeridas para el CCO producido, según sus cifras. Las cantidades de EHCO requeridas para el mejoramiento a CCO se proporcionan en el Cuarto Testimonio Suplementario del Sr. Figuera. Estas se pueden calcular dividiendo las cifras de CCO Producido (columna 3) por el factor de rendimiento de 0,947 (p. ej., 44.919.701 CCO por año:  $0,947 = 47.433.686$  de EHCO).

<sup>255</sup> Presentadas por la Demandada en la Audiencia de marzo de 2017, con correcciones para los años 2009 y 2010 en el Anexo 7 de las Respuestas de la Demandada del 10 de julio de 2017.

<sup>256</sup> Presentadas por la Demandada en la Audiencia de marzo de 2017; Evaluación de Producción de Hamaca, pág. 15, en referencia a los Apéndices 110 y 111 de Figuera. El petróleo mezclado se compone de EHCO en un 76,67% y de diluyente, mayormente nafta en un 23,33%.

tanto, la caída que ocurrió en 2009 no fue debido al rendimiento del mejorador, el cual se encontraba bajo el control de PDVSA durante ese período de 2007/2008 y a partir de 2009.

430. Para obtener los volúmenes aproximados de EHCO que habrían estado disponibles si no se hubiera permitido la mezcla, se deben sumar la cantidad de EHCO requerida para la producción del correspondiente CCO vendido y la parte de EHCO del 76,67% en el petróleo mezclado<sup>257</sup>. Tal como se muestra en la tabla *supra*, las cantidades obtenidas (columna 8) son similares o muy aproximadas a las que el Sr. Figuera declaró como “Producción de EHCO” total (columna 2). Por ende, se pueden mantener las cifras aproximadas de 55.200.000 MMB y 151.200 BPD como cifras de producción anual real de EHCO entre 2009 y 2015.

431. Estas cifras aumentan levemente si se incluyen también los resultados de la producción de EHCO tras los 18 meses transcurridos desde la expropiación hasta fines de 2008, cuando se produjo un total de 89.682.897 MMB, a un promedio de 163.061 BPD. En proporciones adecuadas, esto permite concluir que, en el período comprendido desde la expropiación hasta fines de 2015, se produjo una cantidad promedio real de 56.000.000 MMB por año, que correspondía a 153.500 BPD.

432. Si tenemos en cuenta la capacidad de producción de EHCO que declaró el Sr. Patiño, sus cifras son superiores a las requeridas para producir el CCO que se vendió en realidad durante los años 2009 a 2015<sup>258</sup>. De hecho, calculó cifras de producción potencial real de EHCO de entre 57.977.405 MMB (159.866 BPD en 2015) y 68.950.690 MMB (188.906 BPD en 2009), a un promedio anual de 60.225.626 MMB, que claramente superan las cifras citadas *supra* y extraídas de las presentaciones del Sr. Figuera.

433. El Sr. Patiño no es un testigo de hecho que aporte pruebas relacionadas con estas cifras. No obstante, la Demandada y sus peritos valuadores se basan en ellas. Las cifras del Sr. Figuera provienen de cifras reales que obtuvo tras observar miles de facturas e informes dirigidos al Ministerio sobre la producción de EHCO. La diferencia está en el rango del 4%, que es insignificante si se tienen en cuenta todos los demás factores que pueden afectar (de manera positiva o negativa) el funcionamiento de una maquinaria tal como un mejorador.

434. Las Demandantes no proporcionaron cifras anuales en sus escritos. Recién las incluyeron en las tablas sobre producción que presentaron el 20 de marzo de 2017, cuando explicaron que sus peritos copiaron las cifras anuales del Modelo Económico Compuesto de ConocoPhillips de 2006 (MEC) (LECG-085), si bien las expresaron con montos más precisos en una Valuación Plena de

---

<sup>257</sup> Las cifras resultantes son similares a las que presenta el Sr. Figuera como “EHCO Producido”. No obstante, están muy por debajo de la Capacidad de Producción de EHCO que informó el Sr. Patiño.

<sup>258</sup> De hecho, si observamos la tabla, los resultados de su estudio de declinación comienzan a tener un efecto importante en la producción de EHCO en Hamaca recién a partir de 2024.

diciembre de 2006 (CLEX-86). Las cifras suministradas en estos dos documentos concuerdan, en su mayor parte, con una tasa de producción promedio de 175.000 BPD (correspondiente a un total anual de 63.875.000 MMB), que adoptan las Demandantes y sus peritos<sup>259</sup> desde el comienzo del período posterior a la expropiación, con excepción de los años de parada y sin contar el petróleo mezclado que se declaró vendido durante las paradas.

435. La producción de EHCO de 175.000 BPD que alegan al principio las Demandantes debe reducirse en función de sus propias observaciones. Esta cifra se basó en un OSF del 92%, según habían indicado las Demandantes. En vista del OSF del 91% adoptado posteriormente en el procedimiento, esta cifra pasaría a ser 172.900 BPD y, por año, 63.108.500 MMB.

436. Estas cantidades se encuentran por encima de las cifras reales correspondientes al período comprendido entre 2009 y 2015 (55.200.000 MMB, 151.200 BPD), pero son más cercanas al monto promedio real durante el período posterior a la expropiación, es decir, 2007 a 2015 (56.000.000 MMB, 153.500 BPD). El Tribunal concluye que no hay prueba alguna ni argumentos convincentes que le impidan considerar estas cifras en relación con la producción de EHCO en Hamaca si se hubieran mantenido en vigencia los Convenios de Asociación con las Demandantes como socias. Estas son cifras estándares basadas en la capacidad de producción de los campos, que se deberán revisar en función de la capacidad de producción del mejorador.

437. Cabe agregar otra observación: el Sr. Patiño señala una declinación abrupta respecto de Hamaca en los últimos diez años de la vida útil del Proyecto. La producción de EHCO cae desde 2025 y, tres años después, alcanza el nivel de la mitad de las cantidades recuperadas entre 2012 y 2024. Los peritos de las Demandantes advierten una caída en 2031<sup>260</sup>. Esto debe abordarse en detalle *infra* (F).

438. Pero antes, debe analizarse si la producción de EHCO disponible es susceptible de mejoramiento.

## E. La Capacidad de Procesamiento de los Mejoradores

### 1. *Elementos Básicos*

439. De acuerdo con las limitaciones aceptadas en los Convenios de Asociación, los Proyectos Petrozuata y Hamaca se centraron en la producción de crudo sintético (CCO) a través de un proceso de mejoramiento de crudo extrapesado (EHCO), con exclusión del mezclado que se combina con otros petróleos y no se procesa a través de un mejorador. Cada proyecto contaba con un mejorador

<sup>259</sup> Informe de Actualización Consolidado, 17 de noviembre de 2016, párr. 54.

<sup>260</sup> Informe de Actualización Consolidado, 17 de noviembre de 2016, párr. 54.

disponible a tal fin, cada uno construido para ser capaz de procesar una determinada cantidad máxima de petróleo por día durante la vida de los Proyectos. En términos de EHCO, esta cantidad fue, para Petrozuata, de 120.000 y, para Hamaca, de 190.000 barriles por día (BPD) aproximadamente.

440. El EHCO no es suministrado al mejorador en esa calidad. Dada su alta viscosidad, había que diluirlo con nafta para poder procesarlo como el DCO de los pozos a través de una tubería conectada con el mejorador. Es indiscutible que las respectivas cantidades de dicho EHCO mezclado o diluido estaban compuestas de EHCO sin diluir en el 76,67% y de nafta en el 23,33%. Al llegar al mejorador, el EHCO original se separaba de la nafta; mientras que esta última se devolvía a los campos, el EHCO remanente ingresaba al proceso de mejoramiento.

441. Para poder determinar la cantidad de CCO disponible para la venta, se calcula la capacidad del mejorador en relación con la cantidad de EHCO que se puede introducir. La relación entre el CCO resultante y el EHCO ingresante se determina mediante un “factor de rendimiento” que expresa la cantidad de EHCO respecto del CCO resultante. Si este factor es del 94,7% o de 0,947 (como en el caso de Hamaca), un barril de EHCO equivale a 0,947 barriles de CCO. Por lo tanto, el mejorador de Hamaca estaba diseñado para producir 179.600 BPD<sup>261</sup> de CCO, en tanto que el mejorador de Petrozuata estaba diseñado para producir 104.000 BPD (lo que arroja un factor de rendimiento de 0,8621).

442. Dada la relación entre el EHCO y la nafta al mezclarse como DCO, la cantidad de EHCO requerida para llenar el mejorador a la capacidad máxima representa una proporción del 76,67% en relación con la cantidad de DCO proveniente de los campos. Así, un barril de DCO incluye 0,7667 barriles de EHCO que rinden 0,7261 barriles de CCO a un factor de rendimiento del 94,7% (en el caso de Hamaca). Por lo tanto, si el mejorador tenía una capacidad de 190.000 BPD de EHCO, tuvo un rendimiento inicial de 247.800 BPD de DCO (que incluía 57.800 BPD de diluyente).

443. La capacidad máxima de producción de CCO no se definió en términos reales, sino como una cantidad diseñada de EHCO que cada mejorador era capaz de procesar. La relación entre esta capacidad óptima diseñada de CCO y la cantidad de CCO realmente tratada en un cierto momento o, mejor dicho, durante un cierto período se expresa como el “factor de operación” (*on-stream factor* u OSF). El OSF es una métrica que describe la eficiencia operacional de un mejorador o una refinería<sup>262</sup>. Es una medición de la producción real de CCO en relación con la tasa de diseño para

---

<sup>261</sup> Las cifras precisas de EHCO y capacidad de CCO del mejorador Hamaca son inciertas. Aquí suele citarse y utilizarse la cifra de 179.600 BPD para CCO. Dado el factor de rendimiento de 0,947, equivaldría a 189.600 BPD de EHCO (cf. Earnest, Informe de Experto Consolidado, 17 de octubre de 2016, párrs. 10, 34, 56). Sin embargo, la capacidad de EHCO es, por lo general, 190.000 BPD.

<sup>262</sup> Escrito Final sobre la Cuantía de las Demandantes, párr. 214.

la producción de CCO<sup>263</sup>. Refleja la relación entre la producción real de crudo sintético (CCO) y la capacidad de diseño del mejorador. De hecho, el OSF es el número o porcentaje fundamental que identifica la disponibilidad y capacidad de tratamiento del mejorador y, eventualmente, las cantidades resultantes de CCO que pueden ponerse a la venta en el mercado. Así, en el caso de Hamaca, el OSF es una medición de la producción real de CCO en relación con la tasa de diseño para la producción de 179.600 BPD de CCO. Si el mejorador opera a un OSF del 91% (según alegaron las Demandantes), cabe esperar que produzca 163.400 BPD de CCO (si recibe 189.600 BPD de EHCO, con un factor de rendimiento de 0,947). Si opera a un OSF del 84,26% o 73% (ambas cifras utilizadas por la Demandada), producirá 151.331 o 131.100 BPD de CCO, respectivamente. Desde otra perspectiva, pero, de nuevo, en lo que respecta al mejorador Hamaca, se puede afirmar que mientras que un OSF del 100% representa 179.600 BPD de CCO, un OSF del 1% equivale a 1.796 BPD. Esto también significa que una parada del mejorador se puede medir no solo en días, sino además en función de sus efectos en el OSF. Una pérdida de 1.796 BPD equivale a una reducción del 1% del OSF. Esto explica, asimismo, el hecho de que el OSF se utilice como expresión de un porcentaje de tiempo que una refinería opera a su capacidad de diseño<sup>264</sup>.

444. En ocasiones, el OSF se utiliza de manera diferente, como factor basado en el volumen real de EHCO ingresante. Se ha observado, de hecho, que el OSF puede calcularse, en principio, mediante cualquiera de las cifras de producción de EHCO o CCO<sup>265</sup>. Con respecto al EHCO, el OSF se puede utilizar para expresar la cantidad de EHCO suministrado al mejorador. Por ende, de nuevo, en el caso de Hamaca, si suponemos que el mejorador opera a un OSF del 91% (tal como alegaron las Demandantes), esto puede significar que recibe una producción de EHCO de 172.900 BPD que luego se mejora a 163.736 BPD de CCO (con el mismo factor de rendimiento de 0,947). En la hipótesis de un OSF del 84,26% o 73% (ambas cifras utilizadas por la Demandada), el mejorador producirá 151.331 o 131.100 BPD de CCO, respectivamente, lo que puede implicar que el suministro de EHCO se limite a 159.800 o a 138.437 BPD (de nuevo, utilizando el factor de rendimiento de 0,947).

445. En síntesis, el OSF puede interpretarse de dos maneras: (1) expresa una disminución en las capacidades de rendimiento del mejorador, que produce CCO por debajo de su capacidad de diseño<sup>266</sup>; o (2) el OSF disminuye debido a una reducción en las cantidades de EHCO provenientes de los campos, lo cual también tiende a reducir los volúmenes de CCO por debajo de su capacidad

---

<sup>263</sup> Escrito Final de la Demandada sobre la Cuantía, párr. 117, nota 229.

<sup>264</sup> Cf. Memorial sobre la Cuantía de las Demandantes, 19 de mayo de 2014, párr. 143.

<sup>265</sup> Escrito Final sobre la Cuantía de las Demandantes, párr. 246, nota 391.

<sup>266</sup> El Sr. Earnest expresa esta opción al hacer referencia a una pérdida de capacidad operativa en el mejorador Hamaca; cf. Evaluación Técnica del Rendimiento del Mejorador Hamaca y Petrozuata, 13 de octubre de 2014, párr. 11; Informe de Experto Consolidado, 17 de octubre de 2016, párr. 55. Sin embargo, esta opción no elimina *per se* la otra que considera la tendencia descendente del rendimiento del OSF como una disminución en el volumen de EHCO suministrado.

de diseño. Otro factor para el que no se aportaron pruebas sobre cantidades tiene que ver con el procesamiento de EHCO entregado a los mejoradores de Petrozuata y Hamaca desde otros proyectos en los campos de Orinoco<sup>267</sup>.

## 2. *La Posición de las Demandantes*

446. Las Demandantes explican que, en su tercer año de operación comercial en 2004, el mejorador Petrozuata alcanzó un OSF de aproximadamente 97% que las Demandantes describen como “World-class” (“mejorador de primera”). El mejorador siguió siendo “el mejor de su clase” hasta el año 2007, debido a un recorte en la producción de EHCO como consecuencia de una limitación de la OPEP aplicable en el año 2007<sup>268</sup>. En ese entonces, el mejorador se encontraba bajo el control de la unión transitoria de empresas Petrozuata. Desde la expropiación, su operación y mantenimiento han estado exclusivamente en manos de PDVSA.

447. Las Demandantes observan que Venezuela alega que, con posterioridad a la expropiación, PDVSA afrontó problemas operacionales que redujeron el OSF del mejorador Petrozuata. Con una excepción, se dice que todos estos problemas surgieron en el año 2009, mucho después de que las Demandantes se fueran de Venezuela. El Sr. Earnest concluye que los problemas en los que pretende fundarse Venezuela tienen que ver, en realidad, con el mal manejo técnico del mejorador por parte de PDVSA. No se pueden atribuir esas deficiencias a las Demandantes.

448. Venezuela reconoce de manera tácita que el rendimiento inferior del mejorador se debe, al menos en parte, a las propias fallas técnicas de PDVSA. Las Demandantes advirtieron que el Sr. Figuera atribuye el tiempo de inactividad del mejorador en los años 2014 y 2015 a “fallas en los equipos y errores operativos”<sup>269</sup> [Traducción del Tribunal]. En el año 2013, se produjo una interrupción en la unidad de coque retardada “debido a un error del operador”, y el Sr. Figuera explicó que este incidente causó un cierre del mejorador por 45 días y una reducción resultante del 12,3% del OSF del mejorador para el año 2013<sup>270</sup>. El Sr. Earnest señaló que nadie se imaginaría que, por este motivo, una organización administrada de manera competente podría realizar una parada de 45 días<sup>271</sup>. Los inspectores del Gobierno informaron en el año 2015 acerca de un grave deterioro de las instalaciones de mejoramiento bajo la gestión de PDVSA y advirtieron la negligencia de

<sup>267</sup> Cf. Figuera, Cuarto Testimonio Suplementario, 7 de enero de 2015, párr. 22; Earnest, Informe de Experto Consolidado, 17 de octubre de 2016, párr. 66.

<sup>268</sup> Cf. Figuera, Segundo Testimonio Suplementario, 17 de mayo de 2010, párr. 17; TR-S, Audiencia de febrero de 2017, Día 8, págs. 641:21-642:24, 650:4-651:21.

<sup>269</sup> Escrito Final sobre la Cuantía de las Demandantes, párr. 219, en referencia a una declaración del Sr. Figuera ante el Tribunal de Arbitraje de la CCI.

<sup>270</sup> Tercer Testimonio Suplementario, 15 de agosto de 2014, párr. 95.

<sup>271</sup> Informe de Experto Consolidado, 17 de octubre de 2016, párr. 136.

PDVSA en su manejo de los Proyectos de la Faja Petrolífera del Orinoco (C-649). Las deficiencias de PDVSA no pueden imputarse debidamente a las Demandantes en el escenario contrafáctico.

449. En cuanto a la capacidad de producción más controvertida del mejorador Hamaca, las Demandantes reiteran que sus peritos adoptaron un enfoque conservador. Se basaron en la cifra de producción promedio de Hamaca de 175.000 BPD de EHCO durante los últimos años del plazo contractual. Este nivel de producción implica un OSF para el Mejorador Hamaca de aproximadamente 91%<sup>272</sup>. Esa cifra de OSF coincide con la expectativa de todos los participantes del Proyecto (incluso PDVSA) con anterioridad a la expropiación, tal como surge del Plan General de Negocios de 2005 para el Proyecto Hamaca (C-341, pág. 39) y del Modelo Económico del Proyecto de 2006 (LECG-129). El Sr. Earnest concluye que esta proyección del OSF es razonable y alcanzable<sup>273</sup>.

450. Los Estudios de Confiabilidad, Disponibilidad y Mantenibilidad (*RAM*, por sus siglas en inglés) encomendados por los socios del Proyecto previeron un OSF promedio a largo plazo de un 84-93%. La Junta Directiva del Proyecto Hamaca evaluó el RAM IV y los informes que lo precedieron, y concluyó que había un rango de entre 85% y 95% (C-344,470).

451. El rendimiento real del mejorador en el período previo a la expropiación confirma la conclusión de los socios del Proyecto de que se alcanzaría, de manera razonable, un OSF del 91% a largo plazo. En 2005, el primer año completo de operación comercial, se alcanzó un OSF del 89%. En 2006, el OSF promedió 91% en los primeros cinco meses de ese año<sup>274</sup>. En consecuencia, los socios del Proyecto concluyeron que el OSF del mejorador seguiría subiendo en años posteriores, tal como reflejan los sucesivos Planes de Negocios del Proyecto correspondientes a los años 2005 y 2006<sup>275</sup>. El Plan de 2005, el último aprobado por la Junta de Hamaca<sup>276</sup> antes de la expropiación, demuestra que las partes esperaban que el OSF ascendiera al 94,8% en 2007 y se mantuviera en tasas superiores al 90%, salvo en los años de parada<sup>277</sup>.

---

<sup>272</sup> En el Memorial sobre la Cuantía de las Demandantes, 19 de mayo de 2014, párr. 144, esta cifra de producción implica un OSF de aproximadamente 92%.

<sup>273</sup> Informe de Experto Consolidado, 17 de octubre de 2016, párrs. 68-79.

<sup>274</sup> En el mes de mayo de 2006, la Junta Directiva advirtió un OSF actual del 91-92%; C-344, Figuera, Apéndice 25.

<sup>275</sup> C-341, C-346. El Testigo Figuera planteó dudas acerca de si los miembros de la Junta entendían el desafío que aceptaron en el Plan de 2006, pero no estuvo presente en la reunión; TR-S, Audiencia de marzo de 2017, Día 11, págs. 1602:17-1603:6, 1604:7-9, 1605:8-15.

<sup>276</sup> Se comentó que este Plan no se había aprobado formalmente debido a algunas incertidumbres en el año 2007 en relación con el acceso al Área de Reserva y la cuestión de cuánto durarían los cortes de OPEC. Cf. Testigo Lyons, TR-S, Audiencia de febrero de 2017, Día 7, págs. 457:16-458:6; Audiencia de marzo de 2017, Día 11, págs. 1624:8-1628:1.

<sup>277</sup> Cf., también, Testigo Lyons, TR-S, Audiencia de marzo de 2017, Día 11, págs. 1605:18-1607:8, 1610:16:1611:9, quien señala un OSF real del 91,4% en 2005.

452. Para garantizar este resultado, los socios del Proyecto acordaron un programa detallado de inversiones de capital con el fin de aumentar y mantener el OSF del mejorador, según se refleja en los extractos del presupuesto de Gastos de Capital (CAPEX) 2007-2008 del Proyecto (C-473). También se contemplaron otros gastos correspondientes a años posteriores. Las expectativas de los socios del Proyecto eran razonables y alcanzables. El Sr. Earnest concluyó que se esperaba que las medidas de mejora presupuestadas produjeran un OSF a largo plazo de aproximadamente 91% -en línea con la cifra adoptada en el Modelo Económico del Proyecto y el modelo de daños de la Demandantes.

453. Las Demandantes advierten que Venezuela insiste en fijar el OSF a largo plazo en el 72,85% para los 21 años restantes del plazo del Proyecto. Esta cifra es la cifra más reciente que propuso el Sr. Figuera y supuestamente se basa en el propio rendimiento de PDVSA en Hamaca con posterioridad a la expropiación. En primer lugar, hay pruebas contundentes de que el manejo de los Proyectos por parte de PDVSA después de la expropiación sufrió graves deficiencias que deben imputarse a PDVSA, y no a las Demandantes en el escenario contrafáctico. En segundo lugar, el Sr. Figuera hace referencia a cifras incorrectas. Declara un OSF del 87,63% para 2005, mientras que, en el acta de una reunión de la Junta de Hamaca, se menciona un OSF a fin de año del 89% (C-344, C-561, C-614). En tercer lugar, Venezuela admite que Hamaca estuvo eludiendo el mejorador y vendiendo grandes cantidades de productos no mejorados desde 2009, lo cual reduce artificialmente el OSF. En este sentido, Venezuela no demostró que el mejorador fuese incapaz de procesar esos volúmenes adicionales. En cuarto lugar, el OSF a largo plazo del 72,85% que propone Venezuela no es creíble. Si fuese correcto, el mejorador permanecería fuera de línea el 30% del tiempo, por cada uno de los próximos 20 años. Con respecto al mismo período, Venezuela alega que PetroPiar gastará miles de millones de dólares en paradas por renovaciones, mantenimiento y perfeccionamiento del mejorador; dichas actividades tuvieron por objeto optimizar la integridad del mejorador, que debía alcanzar un OSF mayor (C-341, C-346). Esto se confirma en un Informe de la compañía sobre la parada de 2009 (C-584). En síntesis, las pruebas brindan sustento a las expectativas de los socios de Hamaca de alcanzar un OSF a largo plazo del 91%. La cifra del 72,85% de Venezuela es poco confiable e inverosímil.

454. Las Demandantes objetan, asimismo, el argumento principal de Venezuela acerca de las deficiencias del mejorador, que guardan relación con el coquificador y los niveles de vibración allí experimentados. El coquificador es la parte del mejorador que elimina los elementos más pesados del EHCO para producir hidrocarburos más ligeros y valiosos. Los socios del Proyecto priorizaron la resolución de este problema. Se confeccionó una lista de medidas correctivas (C-340, C-346). El Sr. Figuera admitió que la vibración del coquificador no afectó la producción de crudo sintético en Hamaca. No obstante, Venezuela asegura que la vibración del coquificador presenta un “riesgo de falla catastrófica”<sup>278</sup>. Los peritos en cuantía de Venezuela adoptan una probabilidad compuesta

---

<sup>278</sup> Dúplica de la Demandada sobre la Cuantía, 7 de enero de 2015, párr. 441.

anual de destrucción del mejorador del 10%<sup>279</sup>. Esto reduce el valor del Proyecto en USD 2.000 millones (16%). Venezuela no ofrece justificación técnica para la cifra del 10%. Ninguna compañía responsable seguiría operando un coquificador que, en realidad, representa un riesgo importante para el entorno y sus trabajadores. Nueve años después de la expropiación, el problema sigue sin resolverse. Recién en 2012, se encomendó a un tercero analizar el problema de la vibración (Chevron Energy Technology Company, CETC). El informe de CETC<sup>280</sup> propuso una corrección de la estructura del coquificador con el objeto de reducir las vibraciones estructurales de los tambores. El Sr. Earnest está de acuerdo y considera que la medida, tal como se propuso, casi seguramente logrará resolver el problema de vibración del coquificador. Sin embargo, PetroPiar no implementó por completo la solución de CETC.

455. Las consecuencias económicas del problema del coquificador que sugiere Venezuela son absurdas. Venezuela alega que PetroPiar invertirá miles de millones de dólares para mantener y optimizar el mejorador. Si esto fuese cierto, sería más económico reemplazar el coquificador que, según los cálculos del Sr. Figuera, cuesta USD 600 millones<sup>281</sup>. Las pérdidas sufridas durante el reemplazo podrían evitarse mediante la venta de productos mezclados. En la audiencia ante la CCI, los peritos de la Demandada admitieron que la probabilidad de falla de un coquificador no tiene fundamento técnico.

456. La Demandada alega otros tantos problemas operativos que, en su opinión, reducen la eficacia de las operaciones de PetroPiar y deberían reflejarse en la valuación relativa al Proyecto Hamaca y su mejorador. Ninguno de estos problemas tiene un impacto específico en la valuación. Así, la corrosión por ácido nafténico es un problema común en las refinerías y puede ser subsanado; según el expediente, este problema se reconoció antes de la expropiación y se estaba resolviendo (C-379). No existen pruebas de que los supuestos problemas de calidad que plantea el Sr. Figuera con respecto al EHCO (en particular, una gravedad inferior) hubieran afectado la producción de crudo sintético; el Sr. Earnest explica que Venezuela exageró bastante el impacto potencial de la calidad del EHCO en los niveles de producción<sup>282</sup>. El supuesto derrumbe del tanque de almacenamiento 12 en 2011 se debió a un incendio ocasionado por un error de un operador; eso es responsabilidad de PDVSA, y todas las pérdidas resultantes habrían estado cubiertas por la póliza de seguro de PetroPiar.

---

<sup>279</sup> Informe de Experto Consolidado sobre Valuación, 17 de noviembre de 2016, para 261.

<sup>280</sup> Figuera, Apéndice 72.

<sup>281</sup> Testimonio, 20 de julio de 2009, párr. 52; Cuarto Testimonio Suplementario, 7 de enero de 2015, párr. 43.

<sup>282</sup> Informe de Experto Consolidado, 17 de octubre de 2016, párr. 140.

### 3. *La Posición de la Demandada*

457. La Demandada recuerda que el mejorador Hamaca se encargó en el mes de octubre de 2004, con un rendimiento de diseño de 247.000 BPD de petróleo crudo diluido (DCO), que comprendía aproximadamente 190.000 BPD de EHCO y 57.000 BPD de diluyente, y una capacidad de producción de diseño de unos 179.600 BPD de CCO. El plazo del Proyecto culminaría en el mes de agosto de 2037. El rendimiento del mejorador fue la principal preocupación en Hamaca. Se realizaron varios estudios de Confiabilidad, Disponibilidad y Mantenibilidad (“RAM”) que finalmente demostraron que el mejorador tendría un OSF a largo plazo de alrededor de 84%, cifra muy por debajo del OSF mayor del 91% incluido en el plan de negocios.

458. La Demandada demostró que el perfil de producción de CCO para el Proyecto Hamaca que utilizaron las Demandantes es infundado debido a las rigurosas limitaciones en el mejorador del Proyecto. La evolución del OSF en Hamaca indica que, a medida que aparecía información nueva, disminuían las perspectivas de rendimiento a largo plazo del mejorador. El OSF a largo plazo aproximado para el mejorador Hamaca mermó en cada uno de los cuatro estudios RAM que se encomendaron en el período comprendido entre los años 1999 y 2006.

459. RAM I<sup>283</sup> se emitió en el mes de junio de 1999 y concluyó, en función de la información limitada disponible en ese entonces, que el mejorador podría alcanzar el objetivo original de un OSF del 93%. RAM II<sup>284</sup> se preparó en 2002 (cuando la ingeniería detallada del mejorador estaba casi terminada) y señaló una mayor frecuencia de fallas en los intercambiadores de calor, las columnas y la alimentación eléctrica, como así también fallas de otros componentes no considerados en el estudio RAM I. El OSF a largo plazo que se previó en RAM II fue del 86,4%, y se advirtió que era imposible alcanzar el nivel de disponibilidad previsto del 93%. RAM III<sup>285</sup> se emitió en el mes de noviembre de 2003, cuando la construcción del mejorador se encontraba casi al 60%. Este estudio fue realizado por una empresa distinta de la que llevó a cabo RAM II, pero que, sin embargo, utilizó una metodología similar. Concluyó que el OSF a largo plazo era del 85,37% y confirmó también la imposibilidad de alcanzar el OSF previsto del 93%. RAM IV<sup>286</sup> se realizó en 2006 cuando el mejorador ya se encontraba construido y había estado en funcionamiento por más de un año. Este estudio contempló un total de 1.354 componentes y se basó en datos reales de las bases de datos de Petrolera Ameriven. Tomó en cuenta las modificaciones que se efectuaron durante la construcción y se basó, además, en estudios de confiabilidad que luego fueron divulgados. RAM IV concluyó que el OSF a largo plazo sería del 84,38%, pero que, según la naturaleza de futuras mejoras que se realizaran, el OSF promedio ascendería a un 86,32% o 87,87%. Así, había un potencial

---

<sup>283</sup> Figuera, Apéndice 19.

<sup>284</sup> Figuera, Apéndice 20.

<sup>285</sup> Figuera, Apéndice 21.

<sup>286</sup> Figuera, Apéndice 9.

de mejora del 3,4%. RAM IV también explicó que las fallas *upstream* podrían tener como efecto la reducción del OSF al 82,35%. Por lo tanto, el rango de OSF posible oscilaba entre 84,38% en un escenario “más representativo” y 87,87% según las “mejores prácticas”.

460. Las principales conclusiones que se pueden deducir de los estudios RAM son las siguientes: (a) que el OSF proyectado caía de manera constante a medida que surgía información nueva; (b) que RAM II, III y IV no consideran que sea posible alcanzar el OSF a largo plazo previsto del 93%, establecido al comienzo del Proyecto, ni el OSF del 91% que constituye la base de las proyecciones de las Demandantes al 26 de junio de 2007; y (c) que los OSF para el escenario más representativo establecido en RAM IV eran del 84,38% y del 86,32 después de las mejoras metalúrgicas, y se reducían al 82,28% y al 84,22% al contemplar eventuales fallas *upstream*. Toda la información y las conclusiones contenidas en los informes RAM justifican el uso de un OSF del 84,26% en el análisis *ex ante*.

461. Las Demandantes procuraron restarle importancia a la tendencia que expusieron los informes RAM. El Sr. Earnest advirtió un cambio de metodología entre RAM I y II y RAM III, que fue realizado por otra empresa. Para la Demandada, lo que resulta claro es que RAM III y RAM IV estuvieron en manos de la misma empresa. Estos informes se realizaron en un lapso de dos años, y el OSF estimado volvió a caer. La empresa que llevó a cabo RAM I y RAM II fue la misma que estuvo a cargo del diseño y de la construcción del mejorador Hamaca. Es por eso que la caída del OSF es aún más notoria. La única conclusión posible que puede deducirse de los informes RAM es que el OSF a largo plazo proyectado siguió cayendo bastante respecto del OSF del 93% que se consideró alcanzable en un principio.

462. Las Demandantes alegaron que el Proyecto preveía un OSF de 91% o más, sobre la base de una versión incompleta del acta de la reunión de la Junta Directiva celebrada el 17 de noviembre 2005, en tanto que la versión completa del acta (basada en el original en español) refleja que “sería un desafío para Ameriven durante los próximos años” alcanzar ese resultado. Junto con esta condición, la Junta Directiva procedió sobre la base de un supuesto OSF “Mejor del Mundo” del 91,4% en el plan de negocio de 2005. Con ocasión de la aludida reunión, los miembros del Comité Operativo de Petrolera Hamaca (OPCOM) reconocieron que el “escenario mejor del mundo” incluido en el plan de negocios de 2005 era un “objetivo”. Señalaron que el OSF real ascendía al 84%.

463. El estudio RAM IV representa la mejor prueba de lo que se podía pretender razonablemente del mejorador Hamaca a largo plazo. Los resultados de ese estudio—82,35% hasta la implementación de mejoras metalúrgicas durante la inminente parada en 2009 y, luego, 84,26%—reflejan la realidad de que el mejorador Hamaca sufrió problemas severos. El OSF del 91% que utilizaron las Demandantes es una mera aspiración.

464. De hecho, en el mejorador Hamaca, excepto en 2005, el OSF nunca alcanzó siquiera el nivel que se previó en RAM IV, menos aún el OSF de más del 91% que emplearon las Demandantes. El OSF en el período comprendido entre los años 2005 y 2015, calculado ya sea a partir de la producción o de la venta de CCO, redundó en un OSF promedio del 73,06% o 72,85%, respectivamente.

465. Las Demandantes ignoran el rendimiento real en su valuación *ex post* y apuntan a diversos “informes a disposición del público” para afirmar que el mejorador, en realidad, operó a un OSF muy superior al que se refleja en la presentación de la Demandada. Según el Boletín Estadístico Anual de OPEC de 2013, el mejorador Hamaca operó a una tasa de producción más alta de lo previsto en 2006. Pero las cifras que se utilizaron en el Boletín se refieren a la tasa de suministro de DCO, y no al contenido de EHCO del suministro de DCO. Las cifras que deberían compararse con los 175.000 BPD de suministro de EHCO de las Demandantes son, aproximadamente, 146.000 BPD para 2010 y 141.000 BPD para 2011, ya que tales cifras representan el EHCO en el suministro de DCO cuando la capacidad del mejorador es de 190.800 BPD de DCO y de 184.200 BPD de DCO, respectivamente. La referencia de las Demandantes al producto del mejorador es otra tergiversación confusa. El producto es CCO, y no DCO o EHCO. En vista de las cifras del Boletín de OPEC, la producción de CCO fue de aproximadamente 138.532 BPD en 2010 y 133.741 BPD en 2011.

466. El Sr. Lyons aludió a un artículo del mes de septiembre de 2012 (C-560) en el cual se dijo que las instalaciones producirían 243.000 BPD, en comparación con los 180.000 BPD antes de la parada. Estas cifras tienen que ver con el rendimiento del DCO, y no del EHCO o del CCO. Después de la extensa parada/PRAC en 2012, el OSF del mejorador en 2013 fue tan solo del 71,90%, un poco menos que en 2011 (72,38%).

467. La Demandada señala que las Demandantes se equivocan al alegar que el propósito de las paradas consiste en aumentar el OSF con el tiempo. Ese es otro de los misteriosos argumentos de las Demandantes. El OSF fue del 72,85% durante el período de once años desde 2005 hasta 2015. Las esperanzas de que las paradas por renovaciones y otras actividades importantes de mantenimiento aumentaran el OSF, con inclusión de los enormes gastos requeridos, no dieron los resultados sostenidos. Entre otras, el Proyecto Hamaca incluyó importantes tareas de mantenimiento y mejora con posterioridad a la nacionalización. En 2009, hubo una extensa parada que duró 65 días y costó USD 223,7 millones; el OSF no mejoró. Como resultado del mal desempeño del mejorador pese a la parada de 2009, se creó un equipo multidisciplinario que determinó que la capacidad de procesamiento en el mejorador se limitó en 2010 a unos 145.000 BPD de EHCO. Luego, se prepararon dos planes: el PRAC (Plan de Restauración de Activos Críticos) y el PREM (Plan de Restauración de Equipos Mayores). El PREM estaba previsto para realizarse de forma anual desde 2012 hasta 2022. El PRAC se llevó a cabo en 2012 junto con la parada, por un costo total de USD 313,2

millones. El primer PREM se realizó en 2012 y el segundo, en 2013. Sin embargo, el OSF en 2013 fue de tan solo el 72%.

468. En síntesis, el mejorador en el Proyecto Hamaca nunca pudo alcanzar un OSF del 91% a largo plazo, y, aun después de tareas de mantenimiento principal, los aumentos de OSF fueron efímeros. No hay motivos para concluir que, en un escenario “contrafáctico”, el OSF habría sido superior al del período histórico. No existe prueba que permita afirmar que el mejorador Hamaca habría tenido un rendimiento con un mejor OSF si una subsidiaria de ConocoPhillips hubiera permanecido en el Proyecto.

469. La Demandada observa, asimismo, que los estudios RAM se centraron en las limitaciones mecánicas, pero hay otros factores importantes que tuvieron un efecto adverso en la producción de CCO. RAM IV no tuvo en cuenta el hecho de que la carga de alimentación de EHCO podía variar de manera significativa respecto de lo que se preveía. Poco después de la nacionalización, el Proyecto Hamaca advirtió que el EHCO que se suministraba al mejorador tenía una gravedad API aproximada de 7,7 grados, inferior a la gravedad API de 8,6 grados en la que se basó la alimentación de diseño. La gravedad API más baja tiene como correlato una menor concentración de componentes más livianos del petróleo y también una mayor viscosidad. Esto, a su vez, deriva en (i) un porcentaje menor de EHCO en el DCO; y (ii) una menor tasa de conversión inherente de EHCO a CCO (rendimiento) para el componente EHCO del DCO. Como resultado de ello, se podría producir menos CCO en relación con las especificaciones de diseño. Al momento de la nacionalización, se previó que la gravedad API del EHCO seguiría disminuyendo con el tiempo a unos 7,0 grados API.

470. La Demandada también observa que el EHCO en Hamaca tenía una composición química menos favorable que la prevista, lo cual puede tener un impacto importante en el rendimiento del mejorador y la calidad del CCO producido, con un consecuente impacto en el valor. Por ejemplo, el contenido de metales corroe los catalizadores que son indispensables para los procedimientos de mejoramiento. El aumento en los metales ocasionó un incremento en los costos debido a los reemplazos más frecuentes de catalizadores. El contenido alto de metales tiende a reducir el OSF todavía más porque se requieren suspensiones con una duración más significativa para reemplazar los catalizadores.

471. El Residuo de Carbón Conradson (*CCR*, por sus siglas en inglés) mide las propensiones de formación de coque de un crudo. Mayores cantidades de *CCR* tienden a correlacionarse con la existencia de volúmenes reducidos del CCO producido conforme a las especificaciones, porque se producirán menos fracciones del CCO más ligero y de mayor valor. De manera similar, la Cantidad Total de Ácidos (*TAN*, por sus siglas en inglés) es un indicador importante de las características corrosivas del material en cuestión. Esto ocasiona problemas de corrosión para los clientes encargados de la refinación final y afecta el precio del CCO de Hamaca. Las Demandantes y el Sr.

Earnest han intentado minimizar el impacto del grave problema de corrosión, alegando que el Proyecto se estaba ocupando de dicho problema mediante mejoras metalúrgicas. En una reunión del Comité Operativo de Petrolera Hamaca, celebrada el 8 de febrero de 2006, se señaló que no pudo realizarse una debida inspección de corrosión en el mejorador antes de la primera parada por renovaciones, debido a la dificultad para localizar los problemas de corrosión. Las Demandantes aludieron a la reunión del 22 de febrero de 2007 de la Junta Directiva de Hamaca para afirmar que el problema de la corrosión “se estaba solucionando”. De hecho, lo único que se hizo fue colocar una orden de compra de intercambiadores de calor con equipos de metalurgia mejorada, que cuales se habían identificado mucho antes. Lo claro es que había un importante riesgo de que ni el alcance ni los gastos estimados optimizaran el rendimiento del mejorador de manera radical. De hecho, el OSF de RAM IV después de las mejoras metalúrgicas se proyectó en tan solo 84,26%.

472. Por último, el nivel de sulfuro asociado a la carga de alimentación procesada en el mejorador es esencial para determinar la calidad y el precio del crudo. La presencia de sulfuro en el crudo no es recomendable por cuestiones de corrosión, contaminación ambiental y toxicidad humana. Los equipos de mejoramiento que entren en contacto con crudo y fracciones de petróleo que contienen sulfuro se degradarán más rápidamente, lo que implicará mayores costos de mantenimiento y falta de disponibilidad del mejorador. El problema del sulfuro se puede abordar por medio de una metalurgia mejorada, pero esto incrementa los costos de capital y, por ende, afecta el precio del CCO. El sulfuro se convertirá en varios óxidos sulfúricos durante el proceso de combustión y, luego, se tornará un problema para el aire. En síntesis, la calidad del EHCO que se suministra al mejorador se identificó como un problema potencial al comienzo del Proyecto Hamaca.

473. Un tema importante que merece especial atención son los riesgos significativos relacionados con las vibraciones en la estructura del coquificador y el impacto que tendrían tales riesgos en el futuro del Proyecto Hamaca. Ante esta cuestión, en 2005, se formó un Equipo especial de Proyecto para la Mitigación de Vibraciones. Las vibraciones podrían ocasionar una falla en las líneas de vapor por encima del tambor del coquificador que llevan todo el contenido del efluente altamente combustible y de alta temperatura del proceso de reacción de coquización retardada. Una fuga o anomalía en estas líneas podría tener consecuencias catastróficas para la continua viabilidad del mejorador. En una reunión celebrada en el mes de noviembre de 2005, el Comité de Operaciones del Proyecto categorizó un “Colapso Catastrófico de Tuberías” como un riesgo de “altas consecuencias con alta probabilidad”. Foster Wheeler, licenciante estadounidense líder de tecnología de coquización retardada, señaló que el problema representaba “una amenaza de alto potencial”<sup>287</sup>. En el mes de abril de 2007, se presentó una solicitud de fondos, basada en un nivel anormal de vibraciones, lo que representaba una amenaza de alto potencial para la seguridad del personal, la integridad mecánica de las tuberías y un mayor impacto sobre la producción. Se señaló que no había estándares o directrices en la industria que pudieran seguirse, por lo cual resultaba muy difícil

---

<sup>287</sup> Figuera, Apéndice 71.

diagnosticar el problema e identificar las posibles soluciones. A efectos de su valuación *ex ante*, la Demandada no redujo el OSF ni sus proyecciones sobre la producción de CCO como resultado de las vibraciones, ya que el impacto del riesgo no suponía una reducción actual de la productividad debido al OSF inferior alcanzado en el Proyecto.

474. Las Demandantes argumentan que, después de la nacionalización, el Proyecto no abordó el riesgo relacionado con las vibraciones. Sin embargo, siempre se consideró un tema complejo. Foster Wheeler describió el problema como representativo de una amenaza de alto potencial para la seguridad del personal. El problema de las vibraciones en la unidad de coque siempre se manejó con diligencia, pero la dificultad radica en su unicidad y falta de solución conocida. El Equipo de Proyecto para la Mitigación de Vibraciones creado en 2005 estuvo dirigido por Chevron Energy Technology Company (CETC). El Informe de CETC de 2013 detalla los esfuerzos que se realizaron antes de 2012. Este Informe representa la más reciente de una serie de propuestas para resolver una situación para la cual no se conoce ninguna solución. El Informe de CETC indica que no basta con modificar solo la estructura existente, sino que habría que ejercer un control más estricto en las tasas de alimentación. CETC incluyó en su solución propuesta la construcción de muros de cortante después de la instalación de soportes de apoyo. En 2014, se aprobó la solución más reciente que había propuesto CETC en vista del riesgo para la seguridad del personal y la contaminación por emisiones tóxicas. Los peritos de la Demandada intentaron cuantificar la reducción de valor. Adoptaron un riesgo de cesación del 10%, lo que redujo el valor de la participación de las Demandantes en el Proyecto Hamaca de USD 315 millones a USD 270 millones. Los peritos de las Demandantes no sugirieron ninguna valuación alternativa: niegan toda solución alegando que las vibraciones del coquificador no están afectando la producción de crudo sintético en Petropiar y, por lo tanto, no podrían afectar la valuación.

#### 4. *Las Conclusiones del Tribunal*

475. El hecho de que el mejorador Petrozuata se diseñó para brindar una capacidad de 120.000 BPD de EHCO, lo que equivale a 104.000 BPD de CCO (o, más precisamente, 103.450 BPD), a un factor de rendimiento de 0,8621, y para operar a un OSF del 97%, es indiscutible<sup>288</sup>. La Demandada denunció deficiencias y problemas operativos durante el período histórico, ya que el Sr. Figuera menciona “fallas en los equipos” y “errores operativos”. No identifica la causa de tales acontecimientos ni concluye que estos hayan afectado de modo alguno la producción futura. Las pruebas presentadas ante el Tribunal demuestran que el mejorador era capaz de operar a una tasa de OSF del 97%. Ante dicha estructura compleja, puede ocurrir que, a fin de mantener ese alto nivel

---

<sup>288</sup> El Testigo Figuera señaló que fue del 95,9% en 2006; TR-S, Audiencia de 2010, Día 8, pág. 2071:4-18. El Plan de Negocios de 2006 mencionaba una tasa de confiabilidad ajustada del 97,5%. El Informe realizado en marzo de 2012 después de la parada de 2011 reveló una capacidad de procesamiento de DCO resultante próxima al valor máximo de diseño; Figuera, Apéndice 82, pág. 39. En el Informe Anual de Petrozuata a los Prestamistas, 1 de abril de 2007, se observó que el mejorador operó el 98% del tiempo durante el año 2006 (C-376, pág. 3/PDF).

de rendimiento y mejorar el desempeño, aumenten las actividades de mantenimiento. Sin embargo, en tanto esto se realice de manera eficaz, el efecto se producirá en los costos, mientras la capacidad del mejorador se mantiene cerca del nivel de diseño.

476. Las Demandantes advierten, sin embargo, que el volumen promedio de EHCO suministrado al mejorador fue de 118.000 BPD<sup>289</sup>, lo que equivale a 43.070.000 MMB al año. Si se aplica un OSF del 97% (de 120.000 BPD), los volúmenes resultantes son inferiores, es decir, 116.400 BPD<sup>290</sup> (42.486.000 MMB) para EHCO y 100.348 BPD (36.627.181 MMB) para CCO. Estas cantidades no contemplan el impacto de las paradas requeridas para renovaciones quinquenales que se habían programado. No obstante, esta secuencia estuvo sujeta a incidentes técnicos, económicos y prácticos y, por lo tanto, no se puede considerar para una reducción en la producción (e imputación de costos) durante cada año. Su impacto en el OSF del año vigente es de aproximadamente 8%, lo que da lugar a un descuento del 1,6% anual a los fines de calcular la capacidad del mejorador. Todo período de parada adicional es absorbido por el OSF total. Por ende, con respecto al EHCO, los volúmenes que se tendrán en cuenta son de 114.480 BPD y 41.785.200 MMB, que rinden 98.693 BPD y 36.023.021 MMB de CCO.

477. Gran parte del expediente documental acerca del mejorador Hamaca en los años 2005 a 2007 revela un OSF en torno al 90%, más o menos. Es indiscutible que PDVSA compartía todas estas estimaciones efectuadas antes de la expropiación. El Plan de Negocios de Hamaca de 2006 para los diez años siguientes declara un OSF promedio del 89,65% para ese período (C-346, pág. 32), con las mayores cifras en 2011 y 2013 (94,53%), y las menores, en 2008 (77,58%, un año de paradas por renovaciones), aclarando que esto se encontraba en el rango del estudio RAM IV (pág. 34). El Testigo Lyons afirmó que, en 2006, el socio del Proyecto avaló el uso de un 91-92% como el OSF previsto a largo plazo para el mejorador Hamaca<sup>291</sup>. A la luz de las pruebas que obran en el expediente, la aseveración de la Demandada de que el PSF del mejorador no superó el 73% desde 2005 es infundada. Al menos durante los primeros años antes de la expropiación, dicha alegación se contradice claramente con las pruebas documentales disponibles que datan de ese entonces. El

---

<sup>289</sup> Esta cifra era la cantidad de producción de EHCO en el campo registrada en el Plan de Negocios de Petrozuata de 2006 (LECG-082).

<sup>290</sup> En el Escrito Post-Audiencia de las Demandantes 2017, párr. 104, se consigna una cifra de 116.600 y se hace referencia al MEC, págs. 41-43, que no proporciona dicho resultado.

<sup>291</sup> [Tercera] Declaración Testimonial de Refutación de Lyons, 14 de abril de 2010, párr. 5; Cuarta Declaración Testimonial, 16 de mayo de 2014, párr. 28; Quinta Declaración Testimonial, 13 de octubre de 2014, párr. 19. El OSF de diseño se había establecido en 91% en el Plan de Negocios del Proyecto Hamaca (Plan de Construcción) de fecha 14 de octubre de 1998, que incluía paradas semestrales (30 días) y cortes no programados (18 días por año), págs. 222, 234/235. El objetivo era llegar al 95% (págs. 224, 237). El Acta de la Reunión del Comité Operativo de Hamaca, celebrada el 30 de noviembre de 2004, previó un OSF del 88,4% en 2005 y del 91,5%-92,9% de 2006 en adelante, con excepción de un OSF del 87,3% en años de paradas (C-201); las mismas cifras se exhiben en la Presentación de la Junta Directiva de fecha 2 de diciembre de 2004 (C-202, pág. 14/PDF). Durante la reunión de la Junta Directiva de Hamaca de fecha 17 de noviembre de 2005, se estableció que el ciclo útil de la planta del mejorador correspondiente a los 10 años siguientes era del 91,4% (LECG-130, pág. 11/pdf).

Tribunal advierte, asimismo, que, cuando la Demandada basa su posición acerca de un OSF promedio del 73% durante el período comprendido entre los años 2005 y 2015 en la declaración del Sr. Figuera<sup>292</sup>, se contradice claramente con su propio testigo que habla de un OSF de entre 74,90% y 86,25% durante los años 2005 a 2008 (con un promedio de 80,65%) e informa al Tribunal que el OSF en 2005 fue del 87,6%<sup>293</sup>. En el mes de septiembre de 2010, PDVSA y sus socios comunicaron haber realizado la parada de 2009 con el fin de restaurar un “Mejorador de Clase Mundial”<sup>294</sup>.

a. El OSF presuntamente basado en la realidad

478. El Tribunal considera que la documentación que obra en su expediente acerca de las paradas que, en general, se programaron cada cuatro años revela que uno de los principales propósitos de las paradas consistía en procurar el mantenimiento y aumentar el rendimiento del mejorador, cuyo objeto se expresa generalmente a través del OSF medido antes de la parada y el alcanzado al término de ésta. Las Partes no comparten una misma postura respecto de si las paradas realizadas fueron exitosas en este sentido, pero esto no elimina el objeto relativo a la mejora del OSF.

479. La Demandada insistió en la fase final de este proceso en subestimar las cifras de OSF contempladas en los pocos documentos sobre paradas que presentó ante el Tribunal, para lo cual alegó en reiteradas ocasiones que las cifras de OSF obtenidas fueron mucho menores, en torno al 72% o 73%. Sin perjuicio del origen de estas cifras, que se analizará *infra*, el Tribunal advierte desde el principio que se contradicen claramente con la documentación relativa a las paradas que habían preparado y aprobado todos los participantes, incluida la empresa propiedad de la Demandada, PDVSA. La Demandada afirma que las paradas se realizaron y reclama los costos generados. Si el OSF realmente cayó a un nivel del 73%, la parada anterior a la medición de dicho OSF habría sido un completo fracaso y los costos reclamados en tal sentido, injustificados. La Demandada no alega eso. Además, no aportó ningún testimonio ni pruebas adicionales del aludido bajo nivel de OSF. Por otro lado, el argumento frecuente de las Demandantes basado en las grandes deficiencias de PDVSA para operar el mejorador y su mala gestión no es más convincente, ya que no encuentra sustento en los hechos y las pruebas del caso.

480. Las paradas sirven para aumentar el OSF<sup>295</sup>. La Demandada informó que, después de la extensa parada/PRAC en 2012, el OSF del mejorador en 2013 fue tan solo del 71,90%, un poco menos que el OSF en 2011 (72,38%)<sup>296</sup>. Esta afirmación se torna más confusa aún a la luz del Informe de 2012 relacionado con la parada, cuyos principales autores fueron los representantes de

<sup>292</sup> Tercer Testimonio Suplementario, 15 de agosto de 2014, tabla 1, párr. 8.

<sup>293</sup> TR-S, Audiencia de febrero de 2017, Día 8, pág. 763:20-23.

<sup>294</sup> Informe Final sobre Parada de Planta PetroPiar 2009, 21 de septiembre de 2010, Figuera, Apéndice 76, pág. 3.

<sup>295</sup> Testigo Lyons, TR-S, Audiencia de febrero de 2017, Día 7, pág. 525:8-19.

<sup>296</sup> Escrito Final de la Demandada sobre la Cuantía, párr. 346, pág. 259

PDVSA junto con los de Chevron. Cuesta creer que, bajo la gerencia de un director de alto nivel de PDVSA, se haya redactado un Informe que indique que el objeto del ejercicio fue lograr “el propósito de restituir la capacidad de procesar confiablemente 247 MBD”<sup>297</sup> y que el mejorador era de “World-class” (“mejorador de clase mundial”)<sup>298</sup>, y que el Gobierno venezolano declare ahora ante este Tribunal que todo esto era erróneo y que la cifra correcta había sido inferior al 72%.

481. Algo similar argumentó la Demandada respecto de la parada de 2009, que supuestamente no aumentó el OSF. Faltan las pruebas que se esperaba aportara la Demandada. La Demandada simplemente alude a una tabla que preparó el Sr. Figuera que no se basa en los hechos pertinentes, tal como se explicará *infra*. El Informe de la parada de 2009 se presentó de manera parcial<sup>299</sup>; en las secciones faltantes, se debe haber incluido la información relevante acerca del OSF real verificado, ya que esta información es crucial para que quede asentada en dicho informe. Cuando se les preguntó sobre el OSF resultante del PRAC de 2012, el Abogado de la Demandada admitió que esta información no se incluyó en las partes del Informe de cierre que se presentó ante el Tribunal<sup>300</sup> y que quizás pudo estar en las partes faltantes que no pudieron exhibir<sup>301</sup>. No lograron explicar por qué se omitió esta información<sup>302</sup>.

482. En la misma línea, cuando la Demandada afirma que el primer PREM se ejecutó en 2012 y el segundo, en 2013, pero que ninguno aumentó el OSF por encima de aproximadamente 72%, la única prueba fue una lista de cifras que presentó el Sr. Figuera. Si se hubiera abordado seriamente la cuestión, la Demandada habría presentado la documentación necesaria en poder de PDVSA con respecto a estos PREM.

---

<sup>297</sup> Figuera, Apéndice 46, Informe Final de Cierre del PRAC 2012, agosto de 2013, págs. 6, 7; cf. TR-S, Audiencia de febrero de 2017, Día 10, pág. 1254:7-15 (Earnest). El volumen de 247 MPB fue la capacidad máxima de DCO. La Demandada argumentó que, mientras que este volumen era el objetivo, la capacidad real fue de 190 MPB, tal como se asentó en el Informe del PRAC; cf. Escrito Final de la Demandada sobre la Cuantía, pág. 284; TR-S, Audiencia de septiembre de 2017, Día 16, págs. 4531:2-4532:21 (Preziosi). Sin embargo, la Demandada no aportó ninguna prueba en cuanto al resultado de este PRAC; faltan varios capítulos importantes que muy probablemente incluyan la sección acerca del OSF obtenido al final de la restauración. El Tribunal advierte, asimismo, que la cifra de 190 MPB no representaba una baja capacidad o un OSF de cierta duración, sino que el mejorador estaba atravesando un período de ciertas dificultades que requerían una solución adecuada. El Informe explica que la capacidad de procesamiento del complejo estaba limitada a 190 MPB “por daños mecánicos a algunos de sus equipos críticos” que luego se enumeran. Por lo tanto, queda claro que la cifra de 190 MPB era de índole transitoria.

<sup>298</sup> Calidad expresamente confirmada por el Abogado de la Demandada como postura de PDVSA; TR-S, Audiencia de septiembre de 2017, Día 16, págs. 4375:22-4376:6 (Preziosi).

<sup>299</sup> Figuera, Apéndice 76, Informe Final sobre Parada de Planta PetroPiar 2009, 21 de septiembre de 2010.

<sup>300</sup> Figuera, Apéndice 46.

<sup>301</sup> TR-S, Audiencia de septiembre de 2017, Día 16, págs. 4377:9-4379:22 (Preziosi).

<sup>302</sup> Cf. TR-S, Audiencia de septiembre de 2017, Día 16, págs. 4350:8-4352:18, 4373:2-4374:8, 4377:9-4379:22 (Preziosi). En respuesta a la solicitud del Tribunal, se presentaron tres anexos relacionados con la preparación de la parada y no con sus resultados.

483. Otra contradicción en las presentaciones de la Demandada tiene que ver con las cifras de OSF consideradas en los estudios RAM que la Demandada presentó como totalmente confiables, al menos, durante la primera fase de este procedimiento. La Demandada se contradice al afirmar, por un lado, que el Informe RAM IV respalda un OSF del 84,26%, cuyo porcentaje se repite muchas veces en sus presentaciones<sup>303</sup>, y, por el otro, al sostener que, desde 2005 (por ende, antes de prepararse el RAM IV en 2006) hasta 2015, el OSF fue de alrededor de 73%<sup>304</sup>. El estudio RAM IV también entra en conflicto con la alegación de la Demandada de que el OSF solía bajar después de las paradas. Los gráficos del estudio muestran todo lo contrario: mientras que el OSF se mantiene bajo durante los años de paradas, alcanza su pico máximo al año siguiente, antes de volver a descender continuamente al aproximarse a la siguiente parada cuatro años después (págs. 70, 77).

484. La misma incongruencia surge de las declaraciones del Sr. Figuera, aunque con el elemento agravante de que el Sr. Figuera se presentó ante este Tribunal como testigo de hecho que declaró sobre la base de su conocimiento personal. El Tribunal advirtió que, en su primer Testimonio, leído junto con su Apéndice 31, el Sr. Figuera respaldó plenamente el estudio RAM IV y concluyó que debía mantenerse como promedio un OSF del 84,26%<sup>305</sup>. Calificó este estudio como el más importante de los estudios RAM, ya que se basaba en datos reales de la planta y se había diseñado para calcular un OSF realista en el que pudiera basarse el Proyecto<sup>306</sup>. Recién en su Tercer Informe Suplementario, el Sr. Figuera comenzó a declarar que, desde 2009, se debió haber reconocido un OSF real promedio del 72,85% o 73%. El Sr. Figuera no mencionó ninguna otra fuente para su declaración, excepto al Sr. Patiño. El Sr. Figuera le dijo al Tribunal que simplemente declaró lo que se le informó sobre el OSF anual; su aporte se limitó al cálculo de los promedios<sup>307</sup>.

485. La Demandada continuó copiando las cifras del Sr. Figuera a lo largo del proceso<sup>308</sup>, a la vez que seguía basándose en los resultados del estudio RAM IV. Si bien las partes pueden optar

---

<sup>303</sup> Cf. Informe Consolidado, párrs. 130, 136, 138, 140, 157, 344; Escrito Post-Audiencia, párr. 124 (en el cual la cifra es del 84,38%). Cabe recordar que el Sr. Figuera (Apéndice 9) introdujo en este procedimiento el estudio RAM IV, en el que se declara que su “objetivo consiste en calcular el factor *on-stream* (OSF)” (pág. 10) [Traducción del Tribunal].

<sup>304</sup> Cf. Informe Consolidado, párrs. 139, 305, 345-347, 362; Escrito Post-Audiencia, párrs. 123, 126.

<sup>305</sup> En años normales, habría un OSF del 87,67%, que descendería al 73,50% en años con paradas de 45 días y al 83,83% cuando hubo que implementar un cambio catalizador. El Primer Testimonio Suplementario respaldó un promedio del 84,26% (párr. 81). Además, se dijo que la producción potencial máxima de CCO se vería reducida, en comparación con el diseño original de 179,6 MBD, a 176 MBD durante la vida del Proyecto (párr. 82). Esto resultaría en un OSF del 98%.

<sup>306</sup> Testimonio Suplementario, 26 de enero de 2010, párrs. 51, 56. El Testigo Figuera presentó un Estudio ABB en el que se explicaba que “un estudio RAM es una excelente herramienta cuantitativa que brinda al equipo del proyecto índices clasificados numéricamente e importantes valores para un sistema de componentes” (Apéndice 23, pág. 8/PDF) [Traducción del Tribunal].

<sup>307</sup> TR-S, Audiencia de febrero de 2017, Día 8, págs. 762:24-763:6.

<sup>308</sup> Esto se hizo, sin embargo, solo para los años 2008 a 2015 que abordó el Sr. Figuera. La Demandada no cuenta con pruebas que respalden estas cifras hipotéticas de OSF de alrededor del 70% para los años 2005 a 2007. Al contrario,

por presentar contextos fácticos alternativos, pese a su incongruencia, la misma conducta resulta bastante problemática cuando la adopta un testigo que pretende declarar ante el Tribunal sobre la base de sus conocimientos personales y decirle la verdad al Tribunal. Claramente, se debe elegir entre un OSF del 84,26% y uno del 73%, ya que una de estas cifras es errónea, si no lo son ambas.

b. El OSF basado en el EHCO mejorado desde 2009

486. El Sr. Figuera demostró que las cifras de EHCO que empleó para calcular sus nuevas cifras de OSF se relacionan con la producción de CCO en las cantidades requeridas desde 2009 cuando el Proyecto comenzó a producir y vender importantes volúmenes de productos no mejorados, para lo cual utilizó el mejorador por debajo de su capacidad de diseño<sup>309</sup>. El OSF anual que consideró se puede comparar con las cantidades correspondientes de CCO que se habían producido y vendido en el período comprendido entre los años 2009 y 2015:

Año	OSF (basado en la producción de CCO)	CCO producido <sup>310</sup>	OSF (basado en las ventas de CCO)	Facturas de CCO <sup>311</sup>
2005	87,63		86,25	
2006	74,96		74,90	
2007	82,79		81,68	
2008	78,77		79,76	
2009	60,52	39.675.000	60,84	39.845.387
2010	75,45	49.459.910	76,30	49.468.161
2011	71,37	46.783.000	72,38	47.449.859
2012	40,74	26.782.000	38,36	25.214.117
2013	72,61	47.602.000	71,90	47.131.231
2014	81,14	53.190.000	80,78	52.955.490
2015	77,72	50.948.525	78,24	51.287.407
Promedio	73		72,85	

La explicación de las cifras es que el OSF se calcula tomando la capacidad de diseño de 179.600 BPD de CCO, lo que equivale a 65.554.000 MMB, como referencia al 100%. En comparación con las cantidades reales de EHCO y CCO informadas por el Sr. Figuera, los porcentajes obtenidos se encuentran entre 60% y 70%. Sin embargo, este cálculo no tiene nada que ver con la eficacia del mejorador. El Sr. Figuera, de hecho, simplemente comparó la reducción de EHCO y la producción de CCO resultante durante el período comprendido entre los años 2009 a 2015 en relación con los

---

presentó una lista de pérdidas de oportunidades para 2006 y la primera mitad de 2007 que da lugar (si se realizan los cálculos apropiados) a OSF claramente por encima del 80% (R-308)

<sup>309</sup> Cf. Testimonio de Figuera, 20 de julio de 2009, párr. 8; Escrito Final de la Demandada sobre la Cuantía, párr. 345; Escrito Post-Audiencia de la Demandada de 2017, párr. 126.

<sup>310</sup> Basado en Figuera, Apéndice 107; Evaluación de la Producción de Hamaca, pág. 15; Figuera, Cuarto Testimonio Suplementario, 7 de enero de 2015, tabla 1, párr. 19.

<sup>311</sup> Presentadas por la Demandada en la Audiencia de marzo de 2017, con correcciones para los años 2009 y 2010 en el Anexo 7 de las Respuestas de la Demandada del 10 de julio de 2017.

niveles de diseño. Sus cifras solo se pueden interpretar como una consecuencia del cambio en la producción que ocurrió en 2009, cuando se redujo la producción de petróleo mejorado mientras que, al mismo tiempo, se vendía petróleo mezclado. Estas cifras no demuestran que el mejorador ya no fuera capaz de ofrecer un rendimiento en las cantidades próximas al nivel de diseño. No se han presentado pruebas ante el Tribunal en relación con dicha deficiencia. El Sr. Figuera no aborda la cuestión.

487. De hecho, el Sr. Figuera modificó los parámetros aplicables a la métrica del OSF efectivamente aplicable cuando los Convenios de Asociación se encontraban aún vigentes. Comparó la cantidad de CCO producido en el período comprendido entre los años 2009 y 2015 con la capacidad de diseño inicial de CCO, si bien esta capacidad ya no era real porque el mejorador estaba operando bajo las nuevas condiciones con cantidades de EHCO y volúmenes de CCO muy por debajo del máximo de 190.000 BPD de EHCO<sup>312</sup>. Desde luego, la métrica del OSF compara el CCO producido con el EHCO suministrado al mejorador a tal efecto. Pero cuando esa métrica debe servir para identificar el desempeño del mejoramiento, tiene sentido solo cuando el volumen de EHCO se mantiene constante: en esta condición, es posible comparar la eficacia del mejorador en distintos momentos por referencia al CCO saliente en relación con el EHCO suministrado. Por ende, cuando el Sr. Figuera señaló un OSF del 60% para 2009, comparó la producción real de CCO con la capacidad de diseño inicial del Proyecto de 190.000 BPD (69.350.000 MMB), mientras que el método adecuado habría requerido comparar con el volumen real de EHCO utilizado para producir esa cantidad real de CCO (108.699 BPD; 39.675.000 MMB) el mismo año.

488. La confusión surge también al advertir que la presentación del Sr. Figuera no permite tener en cuenta las conclusiones del estudio RAM IV, que él aprobó, con un OSF en torno al 85%. Este porcentaje se basa exclusivamente en la capacidad del mejorador de producir CCO cuando se le abastece la cantidad de EHCO de diseño. El Sr. Figuera (al igual que el Sr. Patiño antes que él) no toma en cuenta este elemento clave en la determinación de la capacidad del mejorador. Solo hace referencia a un volumen reducido de EHCO y calcula su impacto en el OSF, para luego dar cuenta de una cantidad saliente de CCO como si el mejorador funcionara con un OSF del 100%.

c. El OSF basado en el estudio RAM IV

489. El Tribunal considera que los estudios RAM I, II y III tienen una relevancia muy limitada porque se redactaron cuando el mejorador Hamaca aún no estaba en funcionamiento. El estudio RAM IV, del mes de junio de 2006, se llevó a cabo sobre la base de un conocimiento pleno de los términos operativos del mejorador y cubre un período de 20 años. En gran medida, hacía referencia al informe RAM III, el cual revisó y actualizó. Debido a que el estudio RAM IV es el más reciente de los cuatro estudios y el de mayor alcance, sus conclusiones deben prevalecer sobre las anteriores.

---

<sup>312</sup> En referencia a los porcentajes de OSF del Sr. Figuera, el Sr. Earnest señaló que hubo una marcada caída en la eficiencia operativa después de la expropiación; TR-S, Audiencia de febrero de 2017, Día 10, págs. 1257:21-1258:9.

490. El estudio RAM IV presentaba tres escenarios, cada uno de ellos dividido en dos variantes (A y B). El Escenario 1A representa “la condición actual más representativa del mejorador” [Traducción del Tribunal]. Incluye la tasa de falla del intercambiador de calor y las tasas de falla de todas las bombas con una configuración de 4 años (No. 3.3.2.1). El OSF resultante es un valor distribuido con una media del 84,386%, con una desviación estándar del 0,63%. El Escenario 2A incluye oportunidades de mejora, basadas en los datos disponibles de fallas y reparaciones tomados de las mejores prácticas consideradas a nivel mundial (No. 3.3.2.2). El OSF resultante es del 87,872%, con una desviación estándar del 0,493%. Comparado con el Escenario 1A, el OSF para el Escenario 2A es más alto en un 3,486%. El Escenario 3A incluye un cambio metalúrgico de intercambiadores (No. 3.3.2.3) y da como resultado un OSF del 86,316%, junto con una desviación estándar del 0,583%.

491. El Tribunal observa que el OSF utilizado por los autores del estudio RAM IV considera el impacto del plan de mantenimiento de todas las unidades de proceso, incluidas las paradas por renovaciones realizadas cada cuatro años (págs. 67, 71, 77, 120). Las cifras resultantes para cada escenario incorporan las paradas por renovaciones dentro de los porcentajes anuales y en el promedio acumulado al final del período de 20 años.

492. Todas estas variantes A se combinaron con una variante B, que representa una corrección para las fallas *upstream* (descritas como “factores externos” e “instalaciones de soporte” [página 79]) en un porcentaje aproximado del 2,1% que se agregará a cada uno de los tres escenarios [Traducción del Tribunal]. La Demandada aplica esta reducción de la variante B y aboga en su escrito principal por un OSF del 84,26%, lo cual representa el Escenario 3B, incluidos los cambios en la metalurgia, pero que reduce el OSF debido a las fallas *upstream* que representan aproximadamente un 2,1%.

493. El Tribunal considera que esta última reducción no es correcta cuando se considera que el OSF está estrictamente relacionado con la capacidad de producción del mejorador. Como el OSF sirve para determinar la capacidad de producción de CCO en comparación con la cantidad de EHCO separada del DCO, no se debe incluir dicho factor basado en fallas que ocurran en la cadena de suministro de DCO entregada al mejorador (tuberías, pozos). El OSF siempre se ha definido y entendido como una métrica relacionada específicamente con la eficiencia operativa del mejorador<sup>313</sup>. El estudio RAM IV observó además que estos factores externos no estaban bajo el control del personal de Ameriven (pág. 96)<sup>314</sup>. Por lo tanto, no se puede utilizar de repente como factor para la producción *upstream*. En cualquier caso, la Demandada no explica su elección de modo alguno.

---

<sup>313</sup> Esta fue también la interpretación del Sr. Figuera en su primera Declaración Testimonial (20 de julio de 2009), nota al pie 39: “El Estudio RAM IV se refiere sólo al mejorador y no toca temas que pudiesen impactar la producción en el campo o la operación de los oleoductos”.

<sup>314</sup> El Sr. Earnest compartió esta opinión; TR-S, Audiencia de febrero de 2017, Día 10, págs. 1233:12-1234:8.

494. Cuando se hace caso omiso de esta parte *upstream* del 2,1%, la elección de la Demandada es el Escenario 3A, lo que resulta en un OSF del 86,316% y una desviación estándar del 0,583%. Esta opción no incluye ninguna mejora basada en los estándares de “mejores prácticas” (Escenario 2A). La Demandada no brinda fundamentos para dicha elección. Si se agrega el Escenario 2A (+ 3,486%) al escenario base, el OSF resultante se convierte en el 87,872%, con un margen de desvío de aproximadamente un 1%.

495. La Demandada no ha argumentado directamente que tales mejoras no se hayan realizado. Simplemente se basó en las afirmaciones del Sr. Figuera de que el OSF del mejorador estaba en constante declive, incluso después de las paradas. Señala que un OSF del 84,26% demuestra que Hamaca sufrió graves problemas, en tal medida que el OSF del 91% utilizado por las Demandantes no parece más que una aspiración<sup>315</sup>, pero también observa que este OSF corresponde al escenario “más representativo”, sin mejoras<sup>316</sup>. La Demandada no ha abordado explícitamente la cuestión que consiste en determinar si tales mejoras se decidieron e implementaron realmente.

496. Este tema debe ser examinado con mayor grado de profundidad. La reunión de la Junta Directiva de Hamaca celebrada el 18 de mayo de 2006 registró un OSF actual del 91-92%<sup>317</sup>. El Modelo Económico Hamaca de fecha 30 de octubre de 2006 refleja un OSF superior al 93% a lo largo de la totalidad del Proyecto (LECG-129). El Plan General de Negocios Hamaca de 2005 tenía como una de sus premisas un OSF promedio del 91% (C-341, pág. 39). Al considerar las conclusiones del Informe RAM IV, la Junta Directiva que presentó el plan de negocios de Petrolera Ameriven 2006 observó un OSF del 93,2% en 2009 en operaciones normales y OSF superiores al 91% a partir de 2009, excepto en años de paradas<sup>318</sup>. Se efectuaron varias mejoras en el presupuesto<sup>319</sup>, que, según el Sr. Earnest, elevaron el OSF al 92,93%<sup>320</sup>. Dicho perito asumió que todos los ítems que se habían presupuestado finalmente se llevaron a cabo<sup>321</sup>. El Testigo Lyons explicó que la lista de acciones correctivas se había trasladado en los presupuestos correspondientes a 2007 y 2008<sup>322</sup>.

<sup>315</sup> Escrito Final de la Demandada sobre la Cuantía, párr. 140.

<sup>316</sup> *Ibidem*, párr. 136.

<sup>317</sup> Apéndice 25 de Figuera, pág. 3.

<sup>318</sup> Cf. LECG-112, C-346, págs. 15, 18, 31.

<sup>319</sup> Testigo Lyons, [3.<sup>a</sup>] Declaración Testimonial de Refutación, 14 de abril de 2010, párrs. 22/23.

<sup>320</sup> Earnest, Informe de Experto Consolidado, 17 de octubre de 2016, tabla 2, párrs. 71, 73; TR-S, Audiencia de febrero de 2017, Día 10, págs. 1239:8-1243:12.

<sup>321</sup> TR-S, Audiencia de febrero de 2017, Día 10, págs. 1298:10-1299:2. Cf. además la presentación del Comité de Operaciones de Petrolera Ameriven del 26 de enero de 2007 (C-378); Junta Directiva de Petrolera Hamaca Presentación celebrada el 22 de febrero de 2007 (C-379); Presentación del Comité de Licitación Hamaca del 19 de septiembre de 2006 (C-472); Resumen de Proyectos CAPEX 2007-2009 (C-473).

<sup>322</sup> Segunda Declaración Testimonial, 30 de octubre de 2009, párr. 41; TR-S, Audiencia de febrero de 2017, Día 8, pág. 648:14-22.

La planificación a largo plazo se basó en un OSF del 91,4%, mientras que la operación real se realizó a una mejor tasa<sup>323</sup>.

497. Ante la pregunta No. 12 del Tribunal, formulada el 8 de junio de 2017, en aras de que explique si se habían introducido las mejoras relativas a las mejores prácticas (RAM IV, Escenario 2) y los cambios metalúrgicos (Escenario 3), la Demandada señaló en su Respuesta de fecha 10 de julio de 2017 que los cambios metalúrgicos se realizaron durante la parada por renovaciones de 2009 y el mantenimiento posterior, con el efecto de que prevalecería el Escenario 3B, correspondiente a un OSF del 84,26%. La Demandada agregó además que “de hecho, se han implementado todas las mejoras posibles destinadas a mejorar el OSF sobre la base de prácticas internacionales” [Traducción del Tribunal]. Resaltó que, incluso si hubiera disponibles cifras de referencia de las “mejores prácticas”<sup>324</sup>, el OSF máximo estimado y después de dar cuenta de las fallas *upstream* (Escenario 2B) sería del 85,78% (pág. 20). Esta última cifra no incluye las mejoras metalúrgicas que formaron parte del Escenario 3. No obstante ello, la Demandada no afirmó que tales mejoras no se hubieran realizado. Si dichas mejoras se tienen en cuenta, el OSF resultante sería superior al 85,78% (es decir, +1,93% en la variante A).

498. El RAM IV identifica la parte del OSF que cada escenario 2 y 3 agregaría al nivel básico representado por el escenario 1. El estudio señala que, cuando se consideran las listas de ítems de equipos que habrían de someterse a mejoras, aparece una superposición muy pequeña entre los escenarios 2 y 3<sup>325</sup>. El escenario 3 parece abordar los ítems metalúrgicos de manera exclusiva, mientras que el escenario 2 posee un alcance mucho más amplio y puede no incluir las mejoras metalúrgicas ya cubiertas por el escenario 3. Por lo tanto, una lectura del estudio RAM IV sería combinar los Escenarios 3A (86,316%) y 2A (potencial de mejora del 3,486%), lo que daría como resultado un OSF del 89,8%. Sin embargo, existe otra interpretación posible<sup>326</sup>. El Estudio establece que cuando se elige el Escenario 3A proyectado (86,316%), incluido un cambio metalúrgico de intercambiadores, el OSF se incrementa en aproximadamente un 2% (1,93%); también señala que esto reduce el margen de oportunidades de mejora al 1,556% (pág. 96). Según el Tribunal, ya que cada escenario se ajusta por un margen de desvío y en vista de las capacidades de actualización

---

<sup>323</sup> Testigo Lyons, [3.<sup>a</sup>] Declaración Testimonial de Refutación, 14 de abril de 2010, párrs. 21, 25,29; TR-S, 2017 Audiencia de febrero de 2017, Día 7, págs. 508:4-509:5, 510:2-13, 516:16-520:12; Audiencia de marzo de 2017, Día 11, pág. 1602:4-10; Audiencia de 2010, Día 5, págs. 1238:4-1241:4, 1357:5-1358:6.

<sup>324</sup> El estudio RAM IV explica que sus datos de Mejores Prácticas provenían de los documentos suministrados por Ameriven y, en el caso de los equipos sin datos sobre Mejores Prácticas, se tomaron los datos más optimistas disponibles de las bases de datos existentes (pág. 58). Esto demuestra que la información relevante estaba disponible para la gobernanza del Proyecto.

<sup>325</sup> Cf. RAM IV, págs. 130 y 133. En ambas listas, uno puede encontrar dos elementos de la unidad de coque y dos elementos del sistema de llama. Todos los demás elementos aparecen en una sola lista.

<sup>326</sup> Cf. Testigo Figuera, Testimonio Suplementario, 26 de enero de 2010, párr. 58, pág. 48; Abogado de la Demandada Preziosi, TR-S, Audiencia de septiembre de 2017, Día 16, págs. 4547:4-20.

del mejorador del proyecto, que incluye un cambio metalúrgico de los intercambiadores, se considerará un OSF del 88,5%.

d. El impacto de las paradas y el mantenimiento

499. El Tribunal reconoce que una serie de informes, actas, contratos y facturas demuestran que el coquificador generó gran preocupación debido a la vibración de su estructura. Sin embargo, el Tribunal está preocupado por las afirmaciones infundadas, tales como aquellas de los peritos de la Demandada al aseverar la existencia de un riesgo de explosión del 10% que se incrementa en el mismo porcentaje año a año, como si el operador responsable de un mejorador permitiera mantener dicho coquificador en funcionamiento a pesar de poner en riesgo la vida de sus trabajadores y la operación permanente del mejorador en su totalidad.

500. El Tribunal observa en esta coyuntura que el riesgo de falla del coquificador no se materializó en una reducción del rendimiento del mejorador. El problema no es parte de una alegación de la capacidad reducida de producción del mejorador. Es un factor de costos que debe considerarse como una potencial reducción de flujo de caja y deberá tratarse en tal sentido *infra*.

501. Cualquier otra desventaja operativa destacada por la Demandada no parece ser extraordinaria en el sentido de que tendría un impacto en la valuación por encima de los elementos operativos habituales y el mantenimiento requerido, incluidas las paradas por renovaciones. Este es el caso de la corrosión ácida que se menciona como parte de los ítems que se revisarán durante las paradas<sup>327</sup>.

502. El EHCO extraído en los campos y trasladado al mejorador aparentemente no era de calidad idéntica en términos regulares. Se observó una gravedad inferior a la esperada. Sin embargo, la Demandada no demuestra que esto haya tenido algún efecto en la producción de crudo sintético. No mencionó que el mínimo contractual era de 8° API<sup>328</sup>, cercanos a los 7,7° reales y por debajo del presunto API de diseño de 8,6°. También omitió observar que el informe técnico en el que se basó<sup>329</sup> explicaba que un menor grado API del EHCO puede ser compensado por un API más alto de la nafta diluyente y que dicha medida tuvo como efecto un aumento del nivel de producción de EHCO a 2,9 MBD y de CCO a 2,7 MBD<sup>330</sup>. De modo similar, el Testigo Figuera omitió el análisis

---

<sup>327</sup> Cf., por ejemplo, Acta de la Reunión del Comité de Operaciones Hamaca del 8 de febrero de 2006, pág. 8 (Figuera, Apéndice 50); Presentación de la Junta Directiva de Hamaca del 22 de febrero de 2007, pág. 7/pdf (C-379); Testigo Lyons, TR-S, Audiencia de febrero de 2017, Día 8, págs. 649:18-650:3.

<sup>328</sup> Anexo A del Anexo K del Convenio de Asociación Hamaca (C-22, pág. 302/pdf).

<sup>329</sup> Escrito Final de la Demandada sobre la Cuantía, nota al pie 283.

<sup>330</sup> Petrolera Ameriven Nota Técnica, (Procesamiento de Crudo Extra Pesado (EHCO) de Baja Gravedad API, 11 de julio de 2007 (C-405), págs. 9, 15.

de tal información<sup>331</sup>. Uno de los efectos del API subgraduado puede registrarse en el precio. Sin embargo, el Tribunal observa que no le han sido proporcionadas pruebas sobre un presunto impacto de las variaciones en la gravedad API en la producción de CCO a través del mejorador. Las diferencias en la gravedad API que aparecen en las facturas de Hammock desde 2009 hasta 2015 se relacionan con el *downstream* del Proyecto y no se identifica su impacto en los precios. Además, la Demandada no extrae ninguna conclusión específica de tales acontecimientos, ni en términos de volúmenes de producción ni de lucro cesante. El Tribunal también observa que la Demandada confunde el grado API del EHCO del *upstream* con el grado API del crudo sintético (mencionado en las facturas), que son diferentes<sup>332</sup>. En términos de valuación, el problema se ha vuelto irrelevante.

503. El colapso del tanque de almacenamiento 12 no es un problema, y la Demandada no lo ha presentado como un problema que impacte en la producción eficiente del mejorador. El operador ha resuelto el problema (solución que contempla el desvío o *by-pass*), y el asunto que queda en disputa en tal sentido se relaciona con los costos y no con la valuación de la capacidad de producción del mejorador.

504. La Demandada se quejó de una serie de factores que supuestamente tenían un impacto en el rendimiento del mejorador y la calidad del CCO producido, tales como una composición química menos favorable del EHCO y problemas de corrosión. Sin embargo, la Demandada no los tiene en cuenta al evaluar la valuación y la capacidad de producción del mejorador. Los problemas que se mencionan pueden tener un impacto en el rendimiento del mejorador y deben tratarse mediante un mantenimiento adecuado; esto se ha hecho, tal como se puede observar fácilmente al consultar los informes realizados en las paradas por renovaciones. Por lo tanto, los costos han sido absorbidos por la asignación presupuestaria para paradas y otras actividades de mantenimiento. La Demandada no alega paradas específicas causadas por dichos problemas, ni tampoco mostró que tales paradas hubieran tenido el efecto de reducir el OSF a un valor por debajo del 90%. Lo mismo ocurre con respecto a la cuestión del azufre que la Demandada admite que debe abordarse mediante una metalurgia mejorada, lo que aumenta los costos. La metalurgia ha sido un ítem permanente durante las paradas, y los estudios RAM ya la han destacado como un problema de mantenimiento típico de los mejoradores<sup>333</sup>.

---

<sup>331</sup> Cf. Testimonio Suplementario, 26 de enero de 2010, párrs. 66-72; Tercer Testimonio Suplementario, 15 de agosto de 2014, párr. 22.

<sup>332</sup> Cf. las Respuestas de la Demandada de fecha 10 de julio de 2017 y su Réplica de fecha 31 de julio de 2017 (Pregunta 10), en las que se mencionan numerosos documentos que contienen grandes cantidades de facturas (tales como los Apéndices 42, 104 de Figuera), sin indicación de dónde se podía encontrar un API excesivamente bajo. Los Demandantes señalaron correctamente en sus comentarios de fecha 31 de julio de 2017 (párr. 33) que la Demandada no había invocado pruebas de un nexo causal entre los supuestos problemas de calidad del EHCO y la supuesta disminución de la calidad del crudo sintético (y, por lo tanto, del precio).

<sup>333</sup> Cf. Testigo Lyons, Quinta Declaración Testimonial, 13 de octubre de 2014, párrs. 34-36.

505. El Sr. Figuera inspiró a la Demandada para realizar una alegación mucho más amplia, extendiendo los efectos de todo tipo de actividades de mantenimiento durante las paradas del mejorador a un período anual de varios meses. El Sr. Figuera afirmó que el mejorador había sufrido paradas de una duración promedio de 85 días cada año entre 2009 y 2012<sup>334</sup>. No se refirió a ninguna experiencia personal a este respecto, ni ofreció ninguna otra evidencia<sup>335</sup>. La Demandada reprodujo el testimonio del Sr. Figuera y, cuando fue interrogada, proporcionó una larga lista de documentos presentados por el Sr. Figuera que él mismo no utilizó en sustento de su afirmación<sup>336</sup>. Esto se debió a motivos entendibles, porque ninguno de los documentos citados por la Demandada ofrece pruebas de paradas de una duración tal como la que se alega. De 22 documentos, solo dos de ellos mencionan la existencia de paradas de corta duración<sup>337</sup>. La Demandada no comparó estos documentos y su alegación con los resultados del estudio RAM IV que tenía como uno de sus objetivos específicos “predecir la mayoría de los escenarios de paradas por fallas” (págs. 11 y 14).

506. El Apéndice 73 es la única y exclusiva base probatoria de la declaración del Sr. Figuera sobre la larga duración de las paradas. Cabe recordar que la capacidad máxima de CCO diseñada era de 179.600 BPD, que correspondía a un OSF del 100%. Por lo tanto, un OSF del 1% equivale a 1.796 BPD. De la misma manera, se puede calcular un OSF negativo: una pérdida de 1.796 BPD equivale a una pérdida de un OSF del 1%. Esto define la falta de disponibilidad del mejorador en términos del OSF (columna 5) y el porcentaje de disponibilidad correspondiente (columna 6).

---

<sup>334</sup> Figuera, Tercer Testimonio Suplementario, 15 de agosto de 2014, párr. 11.

<sup>335</sup> El Convenio de Suministro de Producción de Desarrollo (Anexo K del Convenio de Asociación Hamaca) estipulaba, *inter alia*, que cualquier participante deberá notificar de inmediato a otro participante de cualquier parada no programada (Artículo 5.3). No se ha incluido tal notificación en el expediente del Tribunal.

<sup>336</sup> Réplica de la Demandada de fecha 31 de julio de 2017, Pregunta 13, págs. 31/32.

<sup>337</sup> La abrumadora mayoría de los documentos mencionados no contiene ninguna indicación relacionada con una parada (véanse los Apéndices 24, 33, 46, 49, 53-55, 58, 60, 62, 65-67, 119, 120, 123 de Figuera). El Apéndice 25 establece expresamente que “se ha evitado una parada de planta no programada” (pág. 5). En un documento, se observó una parada de corta duración (Apéndice No. 32); en otro informe, se mencionó que se produjo una parada tres veces, sin embargo, sin indicar su duración (Apéndice No. 131); mientras que, en otro Apéndice, se observó que la reparación del mismo ítem (tanque 12) se realizó cuando estaba fuera de servicio (Apéndice 61).

	Agregados del Sr. Figuera <sup>338</sup>	Mbls por día (Dividido por 365)	BPD	Falta de disponibilidad (Dividido por 1.796) (= pérdida del OSF)	OSF
2008	7.997	21,910	21,910	12,199	87,801
2009	2.755	7,548	7,548	4,203	95,797
2010	5.148	14,104	14,104	7,853	92,147
2011	8.642	23,677	23,677	13,183	86,817
2012	11.333	31,049	31,049	17,288	82,712
2013	6.505	17,822	17,822	9,923	90,077
Promedio					89,225
1	2	3	4	5	6

507. El OSF promedio resultante del 89,2% no tiene nada en común con el promedio del 73% determinado por el Sr. Figuera y enfatizado por la Demandada. El OSF del 89,2% confirma que el rango real de OSF basado en la producción era de alrededor del 90%.

508. Por lo tanto, todas las indicaciones relativas al OSF del Sr. Figuera a partir de 2009 y las cifras copiadas de él por la Demandada y sus peritos valuadores son incorrectas. No obstante, la posición alternativa de la Demandada con base en el estudio RAM IV es más convincente solo cuando se agrega la corrección relacionada con las mejoras relativas a las mejores prácticas implementadas y después de restar el 2,1% relacionado con fallas *upstream* que no son causadas por el mejorador, junto con un ajuste basado en los factores de desvío, lo que arroja como resultado un OSF del 88,5%.

509. El Tribunal observó que cada escenario presentado en el estudio RAM IV consideraba el impacto de las paradas por renovaciones y otros trabajos de mantenimiento que causaban paradas en el OSF. Las cifras de OSF presentadas por el Estudio incluyen aquellas paradas en la contabilidad anual y en el OSF promedio acumulativo determinado al final de un período de 20 años. Por lo tanto, el OSF considerado como resultado de la combinación de los Escenarios 2A y 3A es del 88,5%. El Tribunal adopta este OSF y las cantidades resultantes de 168.150 BPD y 61.374.750 MMB EHCO, que rinden 159.238 BPD y 58.121.888 MMB CCO.

e. El OSF del 91% anterior a la expropiación

510. El Tribunal ha mencionado anteriormente una cantidad impresionante de documentos, en su mayoría anteriores a la expropiación, que permiten concluir que el enfoque de las Demandantes en un OSF del 91% encuentra un fuerte respaldo en los antecedentes del Proyecto<sup>339</sup>.

<sup>338</sup> Tercer Testimonio Suplementario, párr. 47.

<sup>339</sup> Cf. también ConocoPhillips, Revisión RCAT de Hamaca: Ingeniería, 7 de mayo de 2007, pág. 31/pdf, que proyecta la capacidad máxima para el mejorador de Hamaca hasta 2033.

511. Sin embargo, la cifra del OSF del 91% tiene la desventaja de nunca haber sido probada como tal. Las Demandantes además confían en la opinión de sus peritos valuadores, quienes tienen limitada experiencia en los aspectos técnicos de los mejoradores de petróleo y no se remitieron a la medición real. El Tribunal también señala que las Demandantes adoptan correctamente un OSF significativamente más bajo en años de paradas por renovaciones y reducen el OSF aún más cuando se debe cambiar el catalizador<sup>340</sup>.

512. Por lo tanto, la cifra de un OSF del 91% de las Demandantes (con las reducciones mencionadas) incluye más elementos hipotéticos que el OSF del 88,5%, el cual resulta, en opinión del Tribunal, de la correcta comprensión del estudio RAM IV, incluido el impacto de las paradas. No se ha proporcionado al Tribunal ninguna prueba que permita suponer que el Proyecto, cuando se desarrollaba en virtud de los parámetros operacionales basados en el Convenio de Asociación, se habría desviado significativamente de dicho OSF, cuando debía ajustarse y podía corregirse dentro de un marco de tiempo razonable a través de mejoras profesionales y apropiadas por medio del mantenimiento y de la calidad mejorada de los equipos.

#### F. Producción y Ventas Totales en Petrozuata y Hamaca

513. En conclusión, el Tribunal reúne la información necesaria para la evaluación de las cantidades de producción de EHCO y CCO, ya sea en términos reales o sobre la base de pruebas que permiten determinar la producción como habría tenido lugar si los Convenios de Asociación hubieran permanecido en vigencia. El primer período con resultados reales abarca mediados de 2007 y 2008. El Tribunal opina que las cantidades de EHCO producidas en ese momento en los campos y entregadas al mejorador, junto con el CCO saliente, confirman básicamente la eficiencia de los mejoradores cuando operaban bajo el control de PDVSA, pero antes del corte en el suministro adoptado para todos los años a partir de 2009. Tal como confirma la Demandada, este período relativamente corto bajo la dirección de PDVSA se aproxima a lo que experimentaron las Demandantes antes de la expropiación:

En el período posterior a la nacionalización y anterior al 1 de enero de 2009, las empresas mixtas produjeron y vendieron sólo CCO y, en consecuencia, el desempeño real en ese período representa lo que probablemente habría sido el desempeño de las asociaciones si hubieran continuado existiendo.<sup>341</sup>

---

<sup>340</sup> De hecho, la prueba demostrativa aportada por las Demandantes durante la Audiencia celebrada entre los días 19 y 21 de septiembre de 2017 (“Posición de las Demandantes respecto de la Producción de CCO y el OSF en Hamaca en el Escenario Contrafáctico”) confirma esta evaluación. TR-S, Audiencia de septiembre de 2017, Día 16, pág. 4515:7-17 (King).

<sup>341</sup> Escrito Final de la Demandada sobre la Cuantía, párr. 317.

514. A partir de 2009, debido al cambio en el modo operativo de los Proyectos y la producción y venta de crudo mezclado, las cifras reales no son representativas de la producción y las ventas que se habrían realizado si las Demandantes continuaran siendo socias en los Proyectos. Por lo tanto, a partir de esa fecha, las cifras relevantes se recopilan sobre la base de las cantidades disponibles de EHCO, para la producción tanto de CCO como de crudo mezclado, combinadas con los parámetros de producción de los mejoradores. Esto es aplicable al período histórico comprendido entre 2009 y 2016, y a los años siguientes. Tal como se ha explicado *supra*, el Tribunal aplica al OSF medio considerado para el Proyecto Petrozuata una reducción del 1,6% promedio correspondiente al impacto de las paradas realizadas aproximadamente cada cinco años (lo que arroja como resultado un OSF del 95,4%).

515. En tal sentido, el Tribunal considera para Petrozuata una capacidad de producción de EHCO de 41.785.200 MMB por año (equivalente a 114.480 BPD) y, para Hamaca, de 61.374.750 MMB (168.150 BPD). En combinación con los rendimientos respectivos para Petrozuata (0.8621) y Hamaca (0.947), las cantidades resultantes de CCO son 36.023.021 MMB (98.693 BPD) para Petrozuata y 58.121.888 MMB (159.238 BPD) para Hamaca. El Tribunal concluye además que estas cantidades también se aplican a los siguientes años de la futura vida útil de los Proyectos, siempre que hubieran estado operando en las condiciones establecidas en los Convenios de Asociación.

516. Tal como se ha explicado *supra* (parte B), el volumen de producción de CCO debe ajustarse ligeramente en aras de contemplar el volumen de EHCO de desvío (*by-pass*) durante las paradas. Tal volumen representa una pérdida de crudo mejorado e ingresos para estos períodos de duración limitada. Las cantidades de EHCO que se deben considerar son relativamente pequeñas, en una medida que no permite resultados útiles si los volúmenes involucrados se atribuyen a los años en que tuvieron lugar las paradas por renovaciones, suponiendo que estos años pudieran determinarse con cierta precisión, que no es el caso. Por consiguiente, el Tribunal toma la cantidad total de EHCO de desvío de 9.044.000 MMB para Petrozuata y de 20.880.000 MMB para Hamaca durante el tiempo de vida de los respectivos Proyectos. A efectos de una adecuada contabilización de los valores involucrados, estas cifras se deben tener en cuenta en su proporción del 30% en comparación con el precio del CCO contabilizado al 100%, lo cual arroja un resultado de 2.713.200 MMB para Petrozuata y 6.264.000 MMB para Hamaca. En lugar de distribuir estas cifras durante los años en que se produjeron las paradas por renovaciones, el Tribunal considera un promedio durante la vida útil de cada uno de los Proyectos desde 2009, lo cual arroja un resultado de 193.800 MMB para Petrozuata y 261.000 MMB para Hamaca. El Tribunal también reconoce un pequeño margen de discrecionalidad que permite el redondeo y considera una producción total de crudo sintético pesado por año de 36.200.000 MMB de CCO para Petrozuata y 58.400.000 MMB de CCO para Hamaca.

517. En relación con el período que se aproxima al final de la vida útil de cada uno de los Proyectos, el Tribunal observa que las Partes no son tan explícitas como lo son con respecto a muchos

otros elementos. En el caso de Petrozuata, las Demandantes plantearon reclamaciones de producción hasta el final del plazo del Convenio de Asociación en 2036<sup>342</sup>, pero también aceptan, con base en la evaluación de sus peritos<sup>343</sup> y el Testigo Lyons<sup>344</sup>, que la productividad del campo declinará de manera drástica a fines del año 2023. Este punto de reducción también aparece en los modelos que se han utilizado<sup>345</sup>. Por lo tanto, el Tribunal considera que la operación a la capacidad de diseño ya no será el objetivo del Proyecto más allá del año 2023. En el caso de Hamaca, las Demandantes también incluyen en su reclamación el año de extinción 2037<sup>346</sup>. El plazo de disminución está más cerca del final de la vida útil del Proyecto, cuando en 2034 la curva de producción se torna definitivamente descendente<sup>347</sup>.

518. Después de los años de disminución, 2024 y 2034, respectivamente, la producción puede continuar, aunque en cantidades mucho menores. Los volúmenes disponibles hasta el final de la vida útil de las concesiones son difíciles de determinar sobre la base de certeza razonable. Las cifras provistas por los peritos no se encuentran sustentadas por testimonios o pruebas documentales reales. Asimismo, la relación entre los ingresos resultantes de dicha producción final y los costos que aún se verán involucrados en un nivel más o menos similar que antes serán desproporcionados en un momento determinado por razones de economía y financiamiento. La perforación ya no será una opción cuando los costos no puedan recuperarse<sup>348</sup>. El Tribunal considera que, para Hamaca, la caída en la productividad fue sustancial en el año 2034, próximo al fin contractual del

<sup>342</sup> Escrito Final de las Demandantes sobre la Cuantía, párrs. 179, 180, 224. No se produjo crudo mezclado durante ese período; cf. Figuera, Cuarto Testimonio Suplementario, 7 de enero de 2015, párr. 21, nota al pie 46.

<sup>343</sup> Cf. Tablas de las Demandantes sobre la Producción en Petrozuata presentadas el 20 de marzo de 2017; Abdala/Spi-ller, Informe de Actualización Consolidado, 17 de noviembre de 2016, párr. 50; TR-S, Audiencia de marzo de 2017, Día 12, págs. 1795:20-1796:17 (Abdala). Véase también ConocoPhillips, Grupo RCAT, Creación de Reservas de Capacidad de Producción, octubre de 2006 (C-474). El Informe de Gestión Anual de Petrozuata para los Prestamistas del 1 de abril de 2007 (C-376) señaló en la sección “Riesgos adicionales asociados con supuestos clave del plan a largo plazo” que, “con acceso al Área de Reserva, la producción cae por debajo de 120.000 BPCD en 2023” [Traducción del Tribunal].

<sup>344</sup> [3.ª] Declaración Testimonial de Refutación, 14 de abril de 2010, párrs. 3, 12; TR-S, Audiencia de 2010, Día 4, pág. 1096:10-18. En la audiencia de febrero de 2017, el Testigo Lyons observó que se esperaba un declive en el Plan de Negocios de 2006 para el año 2027 (TR-S, Día 8, pág. 630:15-25), pero también aceptó una referencia al 2023 (TR-S, Día 7, pág. 413:13-16). El Testigo Figuera también hizo referencia al año 2023 (Testimonio Suplementario, 26 de enero de 2010, párr. 30).

<sup>345</sup> Cf. Modelo Económico Compuesto (MEC; LECG-085), págs. 15, 42/pdf.

<sup>346</sup> Escrito Final sobre la Cuantía de las Demandantes, párrs. 226, 271, 309.

<sup>347</sup> Los peritos de las Demandantes (Informe de Actualización Consolidado, 17 de noviembre de 2016, párr. 54) observan un declive a partir de 2031. El Plan de Negocios de 2006 advirtió una disminución en 2032, dado que los objetivos de los pozos se agotarán en 2031 (C-346, LECG-112, pág. 20); cf. Testigo Lyons, TR-S, Audiencia de febrero de 2017, Día 7, págs. 461:8-462:3. El Tribunal observa que, si bien es cierto que la curva se muestra descendente a partir de ese año, la clara tendencia se manifiesta solo a partir de 2034. Cf. Tablas de las Demandantes sobre la Producción de Hamaca, presentadas el 20 de marzo de 2017; ConocoPhillips, Hamaca, Revisión RCAT, Ingeniería, 7 de mayo de 2007, págs. 15, 27, 31/pdf.

<sup>348</sup> Cf. Testigo Lyons, TR-S, Audiencia de febrero de 2017, Día 7, págs. 373:2-374:10.

Proyecto. Sin embargo, no constituye motivo suficiente para detener la contabilidad por completo mientras que la producción se mantiene por encima del 50% del promedio determinado por el Tribunal (61.374.750 MMB). Por lo tanto, en un intento de mantener el cálculo en términos simples, el Tribunal considera, para Hamaca, las cantidades de 51.000.000 (2034), 47.000.000 (2035) y 43.000.000 (2036). En el caso de Petrozuata, el declive principal se produce ya en el año 2024, más de 10 años antes del final definitivo; durante este período residual, la producción tal como fuera proyectada no es insignificante<sup>349</sup>. El Tribunal considera que esta situación también debe ser considerada y valorada adecuadamente. Por ende, concluye que la producción en los años 2024, 2025 y 2026 debe incluirse en la contabilización correspondiente a Petrozuata, ya que las cantidades respectivas de EHCO aún están por encima del 50% del promedio determinado por el Tribunal (41.785.200 MMB). Por lo tanto, el Tribunal considera las cantidades de 26.600.000, 22.100.000 y 19.000.000 MMB de CCO para los años 2024, 2025 y 2026, respectivamente.

519. Por las razones expuestas *supra*, las cifras globales de producción en Petrozuata y Hamaca son las siguientes:

	Capacidad	EHCO para el mejorador		CCO		CCO Total	
		BPD	MMB	BPD	MMB	años	MMB
Petrozuata 2007/2008			60.929.932		51.269.497	1 ½	51.269.497
Petrozuata 2009-2023	Diseño	120.000	43.800.000	103.450	37.759.980		
	Tribunal	114.480	41.785.200	98.693	36.200.000	14	506.800.000
2024-2026						3	67.700.000
Hamaca 2007/2008			89.682.897		81.369.878	1½	81.369.878
Hamaca 2009-2033	Diseño	190.000	69.350.000	179.600	65.554.000		
	Tribunal	168.150	61.374.750	159.238	58.400.000	24	1.401.160.000
2034-2036							141.000.000
Total							2.249.229.375
1	2	3	4	5	6	7	8

<sup>349</sup> Las cifras pertinentes son provistas por el MEC, pág. 42/pdf, y las Tablas de las Demandantes presentadas el 20 de marzo de 2017.

G. Corocoro

520. Se ha mencionado *supra* que Corocoro amerita una sección especial, debido a las particularidades de su naturaleza y funcionamiento, diferente de Petrozuata y Hamaca. Corocoro no producía crudo mejorado. También se basaba en un Convenio de Asociación, celebrado el 10 de julio de 1996, pero este documento no incluía disposiciones de compensación (C-23, R-29). Este Proyecto también es diferente en el sentido de que Conoco Venezuela B.V. fue designada operadora para la totalidad de los 39 años de duración del Proyecto<sup>350</sup>. Posteriormente, Conoco Venezuela B.V. transfirió su participación accionaria a ConocoPhillips Gulf of Paria B.V. (CGP). Era titular del 32,2075% del Proyecto, junto con CVP, subsidiaria de PDVSA (35%), Eni (25,8%) y dos inversionistas más pequeños, OPIC e Ineparia (7%).

521. El Proyecto se encontraba en el inicio de su operación en el verano de 2007 sobre la base de un Plan de Desarrollo modificado emitido el 3 de marzo de 2005 (C-181) que proyectaba la producción de 30.000 BPD de crudo ligero y mediano en las Nuevas Áreas mar adentro del Golfo de Paria. Se estimaba que la producción aumentaría a 70.000 BPD cuando la Instalación de Procesamiento Central (CPF, por sus siglas en inglés) comenzara a funcionar en una fecha esperada a fines de 2008. La producción no tuvo lugar antes de la entrega de la operación del Proyecto de ConocoPhillips a PDVSA el 1 de mayo de 2007<sup>351</sup>, seguida de la expropiación formal el 26 de junio de 2007.

1. *La Posición de las Demandantes*

522. El 8 de abril de 2003, el Plan de Desarrollo de Corocoro (C-184) fue aprobado por CVP y los demás miembros del Comité de Control del Proyecto, que incluía representantes del Ministerio. En el transcurso de los dos años siguientes, los participantes del proyecto realizaron importantes inversiones, que incluyeron (a) una plataforma de boca de pozo; (b) una Instalación de Procesamiento Temporal (IPF, por sus siglas en inglés); (c) un buque flotante de almacenamiento y descarga; y (d) una serie de tuberías submarinas que conectaban estas instalaciones. Para cuando el Proyecto fue expropiado, el Proyecto Corocoro estaba cerca de ingresar en una etapa de producción comercial rentable.

523. Las Demandantes afirman que su argumento sobre los volúmenes de producción de Corocoro es ampliamente confirmado por prueba contemporánea. Sus peritos proyectan la recuperación de 205 millones de barriles de petróleo durante el período comprendido entre los años 2007 y 2021. Comenzaron con el perfil de producción presente en el Modelo Económico Compuesto de ConocoPhillips (MEC; LECG-085) para Corocoro, actualizado a fines de 2006 y avalado por PDVSA

---

<sup>350</sup> Cf. C-17, C-17A, R-29.

<sup>351</sup> Decisión sobre Jurisdicción y Fondo (“la Decisión de 2013”), párr. 167.

en ese momento; luego, revisaron ese perfil de manera que fuese congruente con la cifra de Reservas algo inferior de ConocoPhillips para el Proyecto (en 205 millones de barriles).

524. Los documentos de planificación de negocios previos a la expropiación respaldan el perfil de producción de los peritos de las Demandantes. Los participantes del Proyecto aceptaron el Adendum del Plan de Desarrollo de Corocoro (*DPA*, por sus siglas en inglés) en marzo de 2005 (C-181). Fue aprobado por el Ministerio ese mismo mes (C-210). Las Demandantes y PDVSA anticiparon la recuperación de 231 millones de barriles de crudo durante la Fase I del Proyecto. Sin embargo, los peritos de las Demandantes se han basado en la cifra de producción más conservadora de 205 millones de barriles derivada del supuesto de las Demandantes relativo a las Reservas disponibles que sí cumplían con los requisitos de la SEC. Según el Adendum del Plan de Desarrollo, se recuperarían otros 215 millones de barriles de crudo petróleo durante la Fase II de los Proyectos, más otros 200 millones de barriles a partir de entonces en función de una prórroga prevista para la Fase II. Los peritos de las Demandantes han excluido estos volúmenes adicionales.

525. Las Demandantes y Venezuela no difieren ampliamente en cuanto al volumen final de crudo que se produciría en Corocoro. Los peritos de la Demandada proyectan una recuperación total de aproximadamente 181 millones de barriles, casi un 10% menos que los de las Demandantes. El perfil de las Demandantes es respaldado por la cifra de Reservas Probadas de PDVSA para el Proyecto y, por lo tanto, debe ser preferido.

526. La controversia más importante entre las Partes se relaciona con la tasa a la cual los pozos de Corocoro producirán ese crudo. Con base en el Adendum del Plan de Desarrollo, Abdala y Spiller suponen una producción máxima de salida de casi 70.000 BPD para 2013 y que la producción luego disminuiría hasta 2021. Brailovsky y Flores suponen un nivel máximo de producción de solo alrededor de 37.000 BPD, pero durante un período de tiempo más largo, que finaliza en 2032. Venezuela asume una extracción más lenta de crudo basada en el supuesto rendimiento posterior a la expropiación del Proyecto. No obstante, este es el resultado de la implementación de una estrategia diferente de extracción de petróleo por parte del Proyecto posterior a la expropiación, conocido como PetroSucre.

527. El perito de la Demandada, Sr. Patiño, argumenta que el plan de producción establecido en el Adendum del Plan de Desarrollo se basa en un concepto erróneo de la geología del campo Corocoro, que resultó ser menos favorable de lo que todos los participantes del Proyecto habían creído con anterioridad a la expropiación. Los modelos de Eni demuestran que el perfil de producción adoptado en el Adendum del Plan de Desarrollo es inalcanzable. Sin embargo, el Dr. Strickland explica que las diferencias no son tan importantes. Los modelos geológicos presentados por ConocoPhillips y por Eni presentan muchas similitudes; sus diferencias no pueden explicar la diferencia en los niveles de producción planteada entre las partes. En todo caso, el análisis de Eni de los campos sugiere más bien un campo petrolífero más recuperable de lo que los participantes habían pensado en 2007.

528. El Dr. Strickland explica que la nueva empresa mixta, PetroSucre, se ha desviado del plan de los participantes del Proyecto previo a la expropiación que contemplaba utilizar volúmenes significativos de inyección de agua para aumentar la productividad de los pozos. PetroSucre está inyectando cantidades mucho menores de agua en el yacimiento. La inyección de agua es un medio para garantizar la presión suficiente en un yacimiento a fin de alcanzar los niveles de producción deseados. El programa de inyección de agua reducida de PetroSucre y las tasas de producción de petróleo correspondientes se pueden comparar con el plan previo a la expropiación de Corocoro que las Demandantes, como operador del Proyecto, habrían aplicado. En una desviación de lo acordado en el Adendum del Plan de Desarrollo, la cantidad de agua realmente inyectada ha sido menor que el volumen de petróleo extraído, lo que significa que el nuevo operador no está reemplazando por completo la presión perdida a causa de la extracción de petróleo. Esta decisión operativa de PetroSucre representa una desviación sustancial del curso que ConocoPhillips habría seguido en Corocoro. Los niveles de producción inferiores logrados con los niveles reducidos de inyección de agua no pueden atribuirse a las Demandantes.

529. El Proyecto Corocoro debía comenzar a procesar su producción de petróleo en una Instalación de Procesamiento Temporal (*IPF*), que tendría la capacidad de procesar 30.000-35.000 BPD. La *IPF* operaría a la espera de la construcción de la Instalación de Procesamiento Central (*CPF*), que tendría la capacidad de procesar 70.000-75.000 BPD de crudo. Si bien el plan original era cerrar definitivamente la *IPF* una vez que la *CPF* estuviera en funcionamiento, la accionista de PDVSA, CVP, entendió que el volumen de producción del campo justificaba mantener ambas instalaciones en funcionamiento. En el momento de la apropiación, el Proyecto Corocoro estaba a punto de comenzar la producción. La *IPF* estaba programada para ponerse en funcionamiento en el verano de 2007, seguida de la *CPF*, a fines de 2008. Venezuela afirma que la *IPF* efectivamente entró en servicio en enero de 2008 y la *CPF*, en febrero de 2012, y que tales demoras eran atribuibles a las Demandantes.

530. Las Demandantes también explican que el Decreto de Nacionalización se anunció en febrero de 2007, menos de seis meses antes del inicio de producción previsto para Corocoro, cuando ConocoPhillips ya había dedicado casi cinco años al desarrollo del Proyecto. El Decreto exigía que el control del Proyecto fuera asumido por un Comité de Transición controlado por PDVSA en el plazo de un mes y que PDVSA asumiera el control operativo pleno, a más tardar, el 1 de mayo de 2007. Las pruebas demuestran que Venezuela prestó poca atención a la gestión de la transición de Corocoro. PDVSA rara vez convocaba a asambleas del Comité de Transición y se mostraba desorganizada. La mala administración de PDVSA retrasó el avance del Proyecto, pero ahora Venezuela pretende atribuir los retrasos a ConocoPhillips. Si bien es cierto que ConocoPhillips recomendaba la adopción de medidas de seguridad adicionales para procurar que la *IPF* pudiera soportar una “tormenta que dure 100 años”, esto no habría demorado la fecha de finalización, o como máximo, la habría prorrogado cuatro meses.

531. ConocoPhillips presentó varias opciones para modificar la IPF ante el Comité de Transición en abril de 2007, pero fue en vano. No se tomó ninguna medida. La IPF fue completada por el fabricante en agosto de 2007 y, si se hubiera manejado con diligencia, habría comenzado la producción tres semanas después. En realidad, la producción comenzó recién en enero de 2008. Todos los retrasos en la entrega que el testigo de Venezuela, Sr. Marcano, ahora señala se relacionan con plazos contractuales posteriores a la transferencia del 1 de mayo, cuando PDVSA era responsable de la gestión del contrato. Invocando al Sr. Marcano, Venezuela sostiene que el Proyecto se retrasó significativamente en mayo de 2007. Las diapositivas de la presentación a las que se hace referencia no abordan los detalles, y el Sr. Marcano no estuvo presente en tales reuniones.

532. Venezuela apela a testimonios de oídas tomados del caso de arbitraje no relacionado *Universal Compression c. Venezuela*<sup>352</sup> y argumenta que la CPF se habría retrasado independientemente de la apropiación ilícita. No se puede atribuir ninguna importancia a dicho material. El Tribunal debe confiar en el testimonio del Testigo Chamberlain, en el sentido de que, en el momento de la apropiación, la construcción de la CPF cumplía con el cronograma previsto y de que debería haber sido entregada a fines de 2008<sup>353</sup>. Venezuela hace caso omiso de sus propios retrasos. La CPF se retrasó en más de tres años bajo la gestión del Proyecto por parte de PDVSA con posterioridad a la expropiación. La CPF estaba en camino a su primera producción a fines de agosto de 2008. En síntesis, las presuntas demoras en las instalaciones de producción de Corocoro no pueden atribuirse a las Demandantes y deben descartarse a efectos del cálculo de la cuantía en el escenario contrafáctico. La CPF cumplía con el cronograma previsto a la fecha de expropiación. Del mismo modo, las supuestas demoras en la CPF surgieron luego de la expropiación y bajo la gestión de PDVSA, a la cual son debidamente atribuibles.

533. Las Demandantes vuelven a utilizar la misma proyección de producción para la valuación a la fecha de expropiación correspondiente a Corocoro. Dicha proyección prevé la recuperación de 205 millones de barriles de petróleo durante el período comprendido entre los años 2007 y 2021. Los peritos de la Demandada se basan en este sentido en las previsiones contenidas en la declaración testimonial del Sr. Figuera de julio de 2009. En función de esto, el volumen total previsto es de 182,8 millones de barriles; el Sr. Figuera proyecta tasas de producción más bajas. Si bien los peritos de las Demandantes, al tomar el Adendum del Plan de Desarrollo como base, proyectan una producción diaria de aproximadamente 70.000 BPD, los peritos de la Demandada limitan la producción a un máximo de 52.800 barriles por día y, en la mayoría de los años, a menos de 45.000 BPD. No se controvierte que, al momento de la apropiación, todos los participantes del Proyecto habían acordado seguir el plan de producción de petróleo incluido en el Adendum del Plan de Desarrollo. Avalaron colectivamente la estrategia de inyectar mucha más agua que el petróleo

---

<sup>352</sup> *Universal Compression International Holdings, S.L.U. c. La República Bolivariana de Venezuela, Demandada*, Caso CIADI No. ARB/10/9, Orden de Suspensión del Procedimiento (R-553).

<sup>353</sup> Declaración Testimonial, 30 de octubre de 2009, párr. 23.

producido. Cualquier valuación realizada a partir de 2007 debería tener esto en cuenta. En sus valuaciones de 2007 para Corocoro, Venezuela asume que la producción comenzaría en la IPF en enero de 2008, a una tasa de 19.800 BPD en 2008 y de 32.300 BPD en 2009, y que la producción plena con la CPF no estaría en marcha hasta enero de 2010. Sin embargo, en el momento de la apropiación, la IPF estaba programada para comenzar la producción en julio o agosto de 2007, mientras que la CPF estaba programada para comenzar la producción a fines de 2008. Todo retraso en la finalización de la IPF y la CPF puede atribuirse a las propias deficiencias de Venezuela y de PDVSA.

## 2. *La Posición de la Demandada*

534. La Demandada ofrece una amplia perspectiva histórica sobre el origen del Proyecto Corocoro que, en su opinión, es útil para comprender los retrasos que han sido característicos de este proyecto y el bajo perfil de producción. A diferencia de los casos de Petrozuata y Hamaca, ConocoPhillips era el operador del Proyecto Corocoro antes de la nacionalización y, por lo tanto, tuvo un mayor grado de responsabilidad por lo que sucedió durante ese período.

535. Durante la primera fase del desarrollo del Proyecto Corocoro, ConocoPhillips propuso un total de 24 pozos para alcanzar una producción estimada en 250 millones de barriles de petróleo. El Plan de Desarrollo de Corocoro 2002 contemplaba una infraestructura que incluía una sola plataforma de boca de pozo de 24 pozos en la parte oriental del campo, una unidad de producción flotante (*FPU*, por sus siglas en inglés), y un sistema de almacenamiento y descarga flotante (*FSO*, por sus siglas en inglés), con un costo total de USD 557 millones (en dólares estadounidenses de 2002). Se esperaba que la producción de petróleo comenzara a fines de 2004 o principios de 2005. El Plan también estipulaba que Conoco emprendería una perforación exploratoria adicional en la parte occidental del campo para que el Proyecto estuviera preparado para implementar la Fase II en 2006.

536. Unos meses después de la aprobación del Plan de Desarrollo 2002, ConocoPhillips determinó que había subestimado los costos. Tras una reevaluación de la situación, se produjo una primera serie de retrasos. ConocoPhillips decidió reemplazar la unidad de producción flotante, un buque grande, por la CPF. ConocoPhillips también se alejó de una estrategia de ingeniería, suministro y construcción (*EPC*, por sus siglas en inglés) hacia una nueva estrategia de contratación, mediante la cual ConocoPhillips emprendería la ingeniería internamente y siempre que (a) los múltiples componentes de la CPF, denominados “patines”, fueran arrendados a numerosos contratistas, incluidas empresas venezolanas; y (b) los componentes se integraran de conformidad con un contrato separado. Esta nueva estrategia de contratación se detallaba en el Adendum del Plan de Desarrollo de Corocoro 2005 (C-181).

537. Este Adendum fue aprobado a principios de 2005. Los costos de infraestructura de la Fase I se estimaron en USD 810,3 millones (en dólares estadounidenses de 2003). La Fase I se subdividió en dos subfases, IA e IB, que tenían una configuración de pozos diferente. En la Fase IA, se perforarían 14 pozos y, en la Fase IB, 10 pozos adicionales. En el Adendum, se contemplaba un total de 14 pozos de producción y 10 pozos de inyección de agua. El Adendum contemplaba el primer petróleo a principios de 2007, más de dos años después que lo que originalmente se había proyectado. También se afirmaba que habría oportunidad de montar una Instalación de Procesamiento Temporal a principios de 2006 y acelerar la primera fecha del petróleo. Esto no sucedió.

538. Ninguno de los pozos contemplados en la Fase IA fueron perforados. Por lo tanto, no había posibilidad de comenzar la producción con una IPF a principios de 2006. Este retraso no importó, ya que la entrega del sistema flotante de almacenamiento y descarga (*FSO*, por sus siglas en inglés) se retrasó, y no se había intentado contratar una IPF para su entrega a principios de 2006. A partir de entonces, el cronograma de perforación de pozos continuó postergándose; la fecha de inicio de la perforación se produjo recién en mayo de 2006. ConocoPhillips no realizó ninguna perforación exploratoria adicional en la parte occidental del campo.

539. Con respecto a la IPF, se proyectó en octubre de 2005 que el contrato estaría en vigencia en diciembre de 2005, de modo que la unidad pudiera instalarse en el proyecto, a más tardar, en octubre de 2006 y que las operaciones comenzaran en enero de 2007. Se pasaron varias fechas y no se preparó ningún contrato para la IPF para el 26 de abril de 2006. ConocoPhillips contrató a Hanover el 29 de septiembre de 2006, y se preveía que la producción inicial con la IPF comenzaría en mayo de 2007, cuando se proyectaba que siete pozos estarían listos para la producción. En marzo de 2007, el cronograma de proyecto reflejaba la puesta en marcha de la IPF en mayo de 2007 (C-383). Este cronograma de marzo de 2007 fue el último documento que incluyó un “Programa General del Proyecto” preparado por ConocoPhillips. Al mismo tiempo, ConocoPhillips solicitó que se realizaran cambios en la IPF, lo que aumentó los costos en USD 5,2 millones<sup>354</sup>. ConocoPhillips también informó al Comité de Transición de Corocoro que habría retrasos adicionales asociados con la instalación de equipos de medición de gas no incluidos en el diseño de la IPF.

540. En la primera fase del presente caso, las Demandantes asumieron una producción en Corocoro de 30.000 BPD durante todo el segundo semestre de 2007, aunque sabían que la IPF no estaría lista en ese momento. En esta fase, afirman que la IPF estaba programada para comenzar la producción en julio o agosto de 2007, si bien la IPF no estaba en los planes a corto plazo en el momento en que ConocoPhillips abandonó el proyecto a fines de junio de 2007. Las Demandantes sostienen que la construcción de la IPF se completó en agosto de 2007, pero no tienen más evidencia que un anexo del contrato de la IPF de fecha 25 de septiembre de 2006. De hecho, la IPF fue entregada en el sitio en octubre de 2007.

---

<sup>354</sup> Apéndice 92 de Figuera.

541. En síntesis, las Demandantes han hecho caso omiso de todo el historial de la IPF, lo que da la impresión de que todo estaba procediendo exactamente como se había planeado cuando ConocoPhillips decidió no migrar. La IPF estaba retrasada, y ConocoPhillips introducía cambios de diseño todavía en abril de 2007. La IPF comenzó a funcionar en enero de 2008. No existe ninguna base para proyectar una producción con anterioridad a esa fecha.

542. El Adendum del Plan de Desarrollo de Corocoro 2005 proyectaba la finalización de la CPF para comienzos de 2007 y preveía además una breve demora. Ese cronograma era una ilusión en comparación con el “Programa General del Proyecto” de ConocoPhillips presentado en octubre de 2005. Esta presentación reveló que los patines que integrarían la CPF debían entregarse, a más tardar, en el mes de octubre de 2006 y que la producción con la CPF comenzaría en agosto de 2008. En una presentación del 26 de abril de 2006, ConocoPhillips exhibió un nuevo “Programa General del Proyecto”. La nueva fecha de entrega de los patines era noviembre de 2006, en lugar de octubre de 2006, y su deslizamiento al sitio se produciría en marzo/abril de 2008. La misma presentación mostraba que 21 de los patines se adquirieron en siete lugares en los Estados Unidos, mientras que 13 fueron adquiridos de fabricantes en cinco lugares de Venezuela. ConocoPhillips administró la ingeniería desde sus oficinas en Houston hasta mediados de 2006. Esto pareció ser un gran error que dio lugar a enormes retrasos. Cada contratista de patines fue tratado por separado y provisto solo de planos de ingeniería básicos. La ingeniería de detalle tuvo que realizarse en cooperación entre cada contratista y ConocoPhillips hasta que los planos se consideraran apropiados. En octubre de 2006, ConocoPhillips informó que los patines de Venezuela se habían completado solamente en un promedio del 64%.

543. Se realizó una nueva presentación del “Programa General del Proyecto” en marzo de 2007. En dicho documento, ConocoPhillips establecía por separado los cronogramas de los patines nacionales (venezolanos) y los patines “internacionales” (principalmente estadounidenses). Para estos últimos, la entrega se fijó en diciembre de 2006, aunque quedó claro en marzo de 2007 que no se habían entregado todos los patines internacionales. En el caso de los patines venezolanos, se estableció una fecha de entrega, a más tardar, en marzo de 2007. No obstante, al visitar el patio de integración, se puso de manifiesto que muchos de dichos patines no habían sido entregados para entonces y que habría una demora aún mayor. Las demoras en las entregas de patines fueron mucho peores que las que se reflejaban en el “Programa General del Proyecto” de ConocoPhillips. Muchos de los patines venezolanos estaban muy retrasados. También hubo serios problemas con uno de los fabricantes de los Estados Unidos, Williams Production Services (WPS) de Luisiana. El primer patín de dicha fábrica se entregó en noviembre de 2006 y los otros, recién en mayo de 2008.

544. En la primera fase de este caso, la Demandada se refirió a los problemas que presentó el bajo rendimiento de este contratista estadounidense. Después de la Audiencia de 2010, una empresa llamada Universal Compression, que asumió el contrato de la IPF después de una fusión con Hannover, inició un caso en contra de Venezuela en virtud del TBI Venezuela-España solicitando compensación por la nacionalización de sus equipos de compresión de gas en 2009. Uno de los

problemas en el caso fue la compensación por la expropiación de la IPF, que permaneció en servicio hasta junio de 2009 debido a demoras en la CPF. Uno de los abogados de Universal, Sr. Price, informó que la CPF estaba muy retrasada y alegó que ConocoPhillips le había dicho que la demora en completar la CPF sería de muchos años. Las Demandantes sostienen que el testimonio del Sr. Price no era confiable. Afirman que el testimonio del Sr. Chamberlain debe ser abonado, recordando que la CPF cumplía con el cronograma previsto. La Demandada sostiene que el Sr. Price no tenía interés en culpar a nadie por la demora de la CPF. La Demandada también recuerda que las Demandantes insistieron en que el Sr. Chamberlain presentara una segunda declaración testimonial, lo que nunca hizo.

545. En síntesis, ya era bien sabido con anterioridad a la nacionalización que la fecha programada para la puesta en marcha de la CPF se retrasaría mucho, y no cabe duda de que la CPF se retrasó hasta 2012. En vista de los retrasos asociados tanto con la IPF como con la CPF, el perfil de producción que utilizaron las Demandantes y sus peritos en su análisis *ex ante* para el caso Corocoro es insostenible.

546. Completamente aparte de este tema de las demoras en la entrega de la IPF y la CPF, el hecho es que el Proyecto Corocoro en ningún caso podría alcanzar los niveles de producción proyectados por ConocoPhillips. La geología de Corocoro nunca habría permitido tasas de 10.000-11.000 BPD por pozo, tal como ConocoPhillips había proyectado originalmente en 2005. ConocoPhillips caracterizó el campo de manera errónea como un sistema de valles incisos, cuando, en realidad, la caracterización apropiada es la de un campo con canales fluviales. En consecuencia, las tasas de producción fueron muy inferiores a las proyectadas por ConocoPhillips, con tasas promedio al inicio de 1.500 BPD, 4.000 BPD y 900 BPD para los yacimientos 70A, 70B y 70E, respectivamente.

547. Las Demandantes han sostenido que se podrían haber esperado y se habrían alcanzado mayores niveles de producción si el Proyecto hubiera inyectado más agua para apoyar la presión del campo. No obstante, ConocoPhillips siempre reconoció que existían incertidumbres sustanciales con respecto a este método. El Plan de Desarrollo 2002 (LECG-139) incluyó como una de tales incertidumbres el efecto de la “heterogeneidad del yacimiento en la inundación de agua” [Traducción del Tribunal], en la que el agua atraviesa el yacimiento creando canales hacia los pozos productores. ConocoPhillips consideró que esto era serio, al declarar en un documento interno del mes de agosto de 2007 que la inyección de agua no debe ser utilizada en la medida que no se demuestren sus beneficios<sup>355</sup>. En un contexto *ex ante*, los efectos de la inundación de agua fueron, en el mejor de los casos, especulativos.

548. Por lo tanto, la información disponible a la fecha de la nacionalización revelaba que el perfil de producción de Corocoro en el Modelo Económico Compuesto (MEC) de ConocoPhillips no

---

<sup>355</sup> Revisión RCAT de Corocoro, agosto de 2007 (LECG-50).

podría lograrse. Habría sido evidente que la puesta en marcha de la IPF, con una capacidad de procesamiento de aproximadamente 30.000 BPD, se habría retrasado por lo menos hasta fines de 2007, lo que significa que no habría producción en 2007; que la puesta en marcha de la CPF, con su mayor nivel de capacidad de procesamiento, se retrasaría durante varios años; y que, en cualquier caso, el campo no podría alcanzar los niveles de producción contemplados en el *Adendum* del Plan de Desarrollo de Corocoro 2005 con la infraestructura existente debido a la calidad del campo. Un comprador razonable que tuviera en cuenta toda la información disponible al 26 de junio de 2007 habría proyectado volúmenes de producción mucho más bajos, en consonancia con los volúmenes establecidos por el testimonio del Sr. Figuera.

549. La Demandada sostiene además que la producción de crudo en Corocoro durante el período posterior a la nacionalización ha sido muy inferior tanto a los volúmenes que se habían proyectado en los modelos previos a la nacionalización, en los que se basan las Demandantes, como a los volúmenes asumidos por la Demandada en su evaluación *ex ante*.

550. En su análisis *ex post* de los volúmenes de producción en Corocoro, las Demandantes suponen una vez más que el documento de planificación previo a la nacionalización era correcto en todos los aspectos. Por lo tanto, no realizan ajustes a los volúmenes ni a los costos de producción (excepto por inflación). La dependencia permanente de las Demandantes del *Adendum* del Plan de Desarrollo de Corocoro 2005 como base para su perfil de producción *ex post* es completamente injustificada, ya que la producción real ha revelado que incluso los volúmenes de producción que el Sr. Figuera proyectó en la primera fase de este caso eran demasiado optimistas.

551. Las Demandantes sostienen que las diferencias en las interpretaciones geológicas del campo realizadas por ConocoPhillips y Eni no son tan significativas dado que la producción final en virtud de ambas interpretaciones es prácticamente igual. Tal como demuestra el Sr. Patiño, la diferencia es de vital importancia para los niveles de producción realmente alcanzados en el período histórico, así como para el perfil de producción general. Existe una diferencia significativa de valor entre (a) un proyecto capaz de producir petróleo a una tasa de aproximadamente 70.000 BPD que recupera 205 millones de barriles en un período de 15 años; y (b) un proyecto capaz de alcanzar una producción máxima de solo aproximadamente 40.000 BPD que recupera 184 millones de barriles en un período de 25 años.

552. El hecho de que PetroSucre haya inyectado volúmenes de agua menores a lo previsto en los planes de desarrollo ha tenido un impacto mínimo. Ha sido el resultado de factores geológicos y de las limitaciones de las instalaciones de superficie planificadas por ConocoPhillips. En numerosas partes del campo, grandes volúmenes de agua en realidad no contaban con la presión que se había requerido, la inundación de agua era mucho más difícil de manejar y las instalaciones de superficie tenían capacidades limitadas para tratar el agua producida. Siete años de antecedentes de producción en Corocoro han revelado que ConocoPhillips estaba equivocada sobre la mayoría

de las características del campo, incluida la conveniencia y la eficacia de un programa de inyección masiva de agua. En síntesis, en el análisis *ex post*, teniendo en cuenta no solo la producción real del período histórico, sino también lo que se ha aprendido sobre el campo, los peritos de la Demandada han confiado en las estimaciones de producción basadas en el Modelo de Yacimiento 2013 de PetroSucre.

### 3. *Las Conclusiones del Tribunal*

553. El Tribunal toma nota de las explicaciones proporcionadas con respecto al historial del Proyecto Corocoro previo a la expropiación. El Testigo Lyons culpó al Comité de Transición liderado por PDVSA de no haber actuado de manera expedita en aras de tener la IPF en funcionamiento en el mes de agosto de 2007<sup>356</sup>. Sin embargo, el Tribunal entiende que esta información es de limitada relevancia a efectos de determinar las consecuencias de la expropiación que se hizo efectiva el 26 de junio de 2007. En ese momento, el Proyecto ya había acumulado retrasos que no deben analizarse aquí. Las Partes podrán debatir una serie de disfunciones contractuales que ciertamente ocurrieron, pero que no le corresponde decidir al Tribunal. Si bien las fechas registradas para la puesta en marcha de la IPF no siempre son idénticas, enero de 2008 parece ser correcta, dado que esta fecha se puede encontrar en las declaraciones de ambas Partes<sup>357</sup>. Por lo tanto, no hay producción que considerar en el año 2007.

554. La puesta en marcha de la CPF se retrasó seriamente. Si bien se controvierte la fecha precisa de su disponibilidad, la producción de petróleo entre enero de 2008 y esta disponibilidad se basó exclusivamente en la producción de la IPF. Aunque se planteó junto con diferentes líneas argumentales, ambas partes consideran que la producción diaria de 30.000 BPD es el nivel inferior<sup>358</sup>, al menos a partir del año 2009. Para lograr una producción significativamente mayor, se requería el funcionamiento de la CPF. En otras palabras, dichos niveles de producción más altos se programaron inicialmente a partir de fines de 2008, pero, en la práctica, se difirieron hasta febrero de 2012, cuando se estableció finalmente la CPF<sup>359</sup>.

555. Las Demandantes culpan a la Demandada de los retrasos en la entrega de la CPF y señalan como consecuencia que deben asumirse niveles de producción superiores a los reales a partir de fines de 2008, cuando estaba previsto que la CPF comenzara a funcionar. La Demandada, junto

---

<sup>356</sup> Quinta Declaración Testimonial, 13 de octubre de 2014, párrs. 58-64.

<sup>357</sup> Escrito Final de las Demandantes sobre la Cuantía, párrs. 295, 304; Escrito Final de la Demandada sobre la Cuantía, párr. 174. Testigo Figuera, Testimonio, 20 de julio de 2009, párr. 58; Tercer Testimonio Suplementario, 15 de agosto de 2014, párr. 110. Testigo Chamberlain, Declaración, 30 de octubre de 2009, párr. 23.

<sup>358</sup> Véase también Testigo Figuera, TR-S, Audiencia de 2010, Día 8, págs. 2114:16-2115:20, 2224:3-15; TR-S, Audiencia de febrero de 2017, Día 8, págs. 808:23-809:1, 855:2-6.

<sup>359</sup> Fecha confirmada por el Testigo Marciano, Testimonio Directo, 6 de enero de 2015, párr. 38; TR-S, Audiencia de febrero de 2017, Día 10, pág. 1382:17-22.

con el Testigo Marcano<sup>360</sup>, se queja de la gestión deficiente por parte de ConocoPhillips en la construcción y entrega de la CPF. La tarea del Tribunal no consiste en explicar las responsabilidades contractuales que debe asumir uno u otro lado, sino en determinar si había certeza razonable de que se produciría la demora en la entrega de la CPF y, por lo tanto, también el momento en que podrían esperarse mayores volúmenes de producción de petróleo. La respuesta deriva de las experiencias de los socios del Proyecto ya en los años 2006 y 2007, cuando se produjeron retrasos en las entregas de piezas (“patines”) a ser ensambladas en la CPF en varias ocasiones. El Testigo Chamberlain denunció experiencias decepcionantes que involucraban al Comité de Transición liderado por PDVSA<sup>361</sup>. Se esperaban más dificultades en el futuro cercano. El socio de ConocoPhillips no podía tener certeza razonable de que la CPF estaría terminada a fines de 2008. Podía esperarse otro retraso<sup>362</sup>, aunque la entrega real de fines de 2012 no se encontraba en el rango de lo que el operador debía saber en 2007. No obstante, el Tribunal no puede especular acerca de cuál habría sido un objetivo razonable en ese momento. Considerará el año 2012 como el comienzo del período en que la operación de la CPF permitió alcanzar niveles de producción superiores al volumen que podía manejar la IPF.

556. La CPF tenía una capacidad de diseño máxima de aproximadamente 70.000 BPD. Las respectivas posturas de las Partes se concentran en la cuestión que consiste en determinar si este objetivo de producción podría alcanzarse y, de no ser así, se abocan a determinar cuál sería el volumen razonable que se consideraría anualmente hasta que se hubiera extraído la Reserva disponible. El Testigo Figuera planteó un objetivo de 65.000 BPD<sup>363</sup>. Los peritos de la Demandada toman como parámetro principal alrededor de 40.000 BPD, lo que resulta en una recuperación de 184 millones de barriles en el período comprendido entre los años 2008 y 2032 (25 años), mientras que, sobre la base de 70.000 BPD, los peritos de las Demandantes prevén la recuperación de 205 millones de barriles en el período comprendido entre los años 2008 y 2023 (15 años). El perfil que debe considerar este Tribunal se sitúa entre un margen doble, dependiendo de la duración total de la recuperación (entre 15 y 25 años) y del volumen máximo entre los dos extremos de 40.000 BPD y 70.000 BPD. Luego, el tercer factor es la recuperación total, aunque parece menos importante en vista de que el desacuerdo de los peritos se encuentra en un rango de solo el 10%. En aras de determinar si estas cifras coinciden con la producción real del campo, el Tribunal tendrá en cuenta, los datos disponibles en su expediente con respecto a las ventas de petróleo de Corocoro y los volúmenes de producción correspondientes, tal como ha hecho en los casos de Petrozuata y Hamaca. Las cifras relevantes se analizarán y considerarán *infra*.

---

<sup>360</sup> Testimonio Directo, 6 de enero de 2015, párrs. 26-38.

<sup>361</sup> Declaración Testimonial, 30 de octubre de 2009, párrs. 27-40, 43-45.

<sup>362</sup> Testigo Figuera, Testimonio Suplementario, 26 de enero de 2010, párr. 120, que establece una entrega completada al 90% en enero de 2010.

<sup>363</sup> Testimonio, 20 de julio de 2009, párr. 57.

557. Uno de los argumentos principales en contra del objetivo de 70.000 BPD se basa en el supuesto del Sr. Patiño según el cual la geología del sitio de Corocoro nunca permitiría tasas superiores a 10.000 u 11.000 BPD por pozo. Sin embargo, el Sr. Patiño argumenta que, durante los primeros 12 meses cuando los pozos estuvieron activos, la producción promedio por pozo de los tres yacimientos 70A, 70B y 70E fue de aproximadamente 1.500, 4.000 y 900 BPD, respectivamente<sup>364</sup>. El Sr. Patiño explica en tal sentido que la inyección de mayores cantidades de agua no tendría el efecto de aumentar la producción; dicho programa no agregaría más petróleo al suelo, pero aumentaría la presión sobre el petróleo y la prolongaría por más tiempo. Esto no ofrece una respuesta adecuada a la menor disponibilidad de petróleo en relación con lo que inicialmente se esperaba. El Testigo Marcano explica que los niveles reducidos de inyección de agua fueron causados por la menor producción inicial de los pozos; por lo tanto, se necesitaba menos agua para rellenar los yacimientos<sup>365</sup>.

558. El Tribunal concluye que no puede resolver la controversia entre los peritos sobre la base de las características geológicas y físicas del campo que no se traducen en volúmenes reales de producción de petróleo. Su tarea consiste en determinar dichos volúmenes y en deducir las consecuencias apropiadas con respecto a la pérdida del participante del Proyecto.

559. Las Demandantes y sus peritos insisten en la producción máxima resultante de casi 70.000 BPD a la que se hace referencia en el *Adendum* del Plan de Desarrollo (C-181, LECG-003). De hecho, este plan identifica dicha cantidad como objetivo, mientras que las cifras máximas reales variaban entre 64.000 y 66.500 BPD a alcanzarse en el período comprendido entre los años 2007 y 2011, y, finalmente, 2013 (págs. 50, 56-58). A partir de ese momento, la recuperación disminuiría a un ritmo regular hasta 2026 (año que finalizaría con una cantidad de alrededor de 10.000 BPD). La Reserva del Proyecto para la Fase I se estimó en 231 MMB; esta era la media de varias estimaciones de probabilidad que oscilaban entre 89 y 163 MMB (págs. 49/50). La producción se estimó en 208 MMB a lo largo de un período de 20 años (pág. 8). Los peritos de las Demandantes sostuvieron que habían reducido la cifra de 231 MMB a 205 MMB<sup>366</sup>, sin advertir que este ajuste ya había sido realizado por el Plan de Desarrollo (a 208 MMB). Los mismos peritos apelan a la Revisión RCAT de Corocoro llevada a cabo por ConocoPhillips de fecha 7 de agosto de 2007 (LECG-050), en la cual observa que la Recuperación de la Fase I representa 205 MMB (págs. 13, 48, 49/pdf), sin brindar explicación alguna. La misma Revisión señala que la producción diaria variará entre aproximadamente 20.000 y 26.000 MMB en el período comprendido entre los años 2008 a 2013, antes de que el promedio experimente una declinación más pronunciada.

---

<sup>364</sup> Informe de Experto Consolidado, 17 de octubre de 2016, párr. 247.

<sup>365</sup> Testimonio Directo, 6 de enero de 2015, párrs. 45-52.

<sup>366</sup> Informe de Actualización Consolidado, 17 de noviembre de 2016, párr. 57.

560. El cronograma de producción del Sr. Patiño se basa en el Modelo de Yacimiento de 2013 de PetroSucre que ha sido elaborado por dicha filial de PDVSA y el otro socio, Eni<sup>367</sup>. El modelo incluye todos los datos disponibles hasta el año 2012. El Sr. Patiño no ha desarrollado sus propias conclusiones, sino que reproduce las previsiones de producción que presenta el modelo para diversos escenarios<sup>368</sup>. La producción acumulada del campo hasta el año 2032 era de 183,8 MMB<sup>369</sup>. Los peritos de las Demandantes no analizaron este Modelo ni la presentación del Sr. Patiño. Este Modelo es sumamente detallado y no se limita a un simple montaje de diapositivas, tal como la Revisión RCAT. Más importante aún es el hecho de que este Modelo es seis años más reciente e incluye cifras reales de producción de los años 2008 y 2013, lo que demuestra que la Revisión RCAT sobreestimó la producción anual en poco menos de la mitad. Los mismos volúmenes de producción están representados por las tablas que reúnen los resultados derivados de la recopilación de facturas para el período comprendido entre los años 2008 y 2015<sup>370</sup>. Las conclusiones del Dr. Strickland no conducen a otro resultado, a excepción de la corrección que cree factible si se emplearan tasas de inyección de agua o gas más altas<sup>371</sup>. En ausencia de prueba en sustento de un total de producción de 205 MMB que vaya más allá de simples presentaciones basadas en diapositivas, el Tribunal utilizará la cifra de 183,8 MMB para la producción total prospectiva hasta el final de la Fase I.

561. La siguiente cuestión consiste en determinar la tasa de producción anual hasta el final. La tasa a la cual los pozos de Corocoro producirán petróleo es incierta. El Modelo de Yacimiento de PetroSucre muestra un período pico entre 2009 y 2015, y una pendiente descendente desde 2016 que se vuelve regular a partir de 2020, hasta el último año, 2032<sup>372</sup>. En el caso de la Revisión RCAT, el período pico se encuentra en el período comprendido entre los años 2009 y 2013, cuando la tendencia a la baja comienza a manifestarse hasta 2021. Sobre la base de estos dos documentos, el Tribunal reconoce que, si bien los períodos pico son similares en cuanto a su duración, el Modelo de PetroSucre refleja volúmenes anuales claramente inferiores a partir de ese momento. Por lo tanto, este Modelo parece más adecuado para evaluar la producción durante toda la duración de la Fase I. No obstante, en un aspecto se debe hacer una corrección. El Sr. Patiño y el Modelo de PetroSucre prevén un plazo de producción en 2032. El Modelo Económico Compuesto (MEC) determinó el final de la producción en 2026 (págs. 125, 128/pdf). Esta proyección debe prevalecer

---

<sup>367</sup> Apéndice 36 de Patiño.

<sup>368</sup> Cf. Informe de Experto Consolidado, 17 de octubre de 2016, párrs. 226-236.

<sup>369</sup> Cf. el Modelo (págs. 136/S, 77/E) y Patiño, Informe de Experto Consolidado, 17 de octubre de 2016, párr. 236.

<sup>370</sup> Tablas presentadas por la Demandada el 20 de marzo de 2017, con base en los Apéndices 84-89 de Figuera, R-527, Apéndices 359/360 de Brailovsky/Flores; TR-S, Audiencia de marzo de 2017, Día 14, págs. 2597:20-2598:13 (Preziosi). Véase también Figuera, Testimonio, 20 de julio de 2009, párr. 60; Tercer Testimonio Suplementario, 15 de agosto de 2014, párr. 104.

<sup>371</sup> Cf. Informe de Experto Consolidado, 17 de octubre de 2016, párrs. 18-20, 143-158.

<sup>372</sup> Cf. pág. 176/S, 76/E; Informe de Experto Consolidado, 17 de octubre de 2016, párr. 236; Escrito Final de la Demandada sobre la Cuantía, párr. 379.

en un escenario contrafáctico. La diferencia acumula los volúmenes correspondientes a los años 2027 a 2032 en el Modelo de PetroSucre (es decir, 17.726 MMB). El Tribunal considera que el ajuste más adecuado consiste en agregar un volumen de 1.772 MMB a la producción de cada año entre 2017 y 2026. A diferencia de las conclusiones con respecto al final de la producción de la que se debe dar cuenta en el caso de los Proyectos Petrozuata y Hamaca, la producción reducida en el caso de Corocoro refleja plazos reales que se pueden comparar con las cifras de la Demanda; asimismo, el plazo del año 2026 representa simplemente el final de la fase I, cuando la extracción continua estará programada para las fases II y III (que no deben analizarse en el procedimiento que nos ocupa).

562. Por último, el Tribunal observa que la producción pico mensual real varió entre 39.792 BPD (2011), 42.476 BPD (2012) y 39.170 BPD (2013), y, muy probablemente, se reducirá en los años siguientes, en paralelo a la declinación del campo. El Testigo Figuera señala que, a la luz de la capacidad de producción del campo Corocoro<sup>373</sup>, la CPF era innecesaria<sup>374</sup>. Sin embargo, este no es un asunto que deba ser analizado por este Tribunal.

563. Las cifras presentadas por las Partes junto con el ajuste para la duración total de la producción considerado por el MEC son los siguientes:

---

<sup>373</sup> La capacidad de la IPF se había incrementado de 30.000 BPD a 42.000 BPD en aras de adaptarlo a la producción a medida que los pozos adicionales se ponían en funcionamiento; Marcano, Testimonio Directo, 6 de enero de 2015, nota al pie 70; TR-S, Audiencia de febrero de 2017, Día 10, pág. 1332:5-9. El testigo añadió que, de tal modo, aumentaron el nivel de producción hasta llegar a la cifra planeada a través de la IPF; la CPF no fue un problema para la producción del campo porque contaban con la IPF (TR-S, Audiencia de febrero de 2017, Día 10, págs. 1374:16-1375:12).

<sup>374</sup> Tercer Testimonio Suplementario, 15 de agosto de 2014, párr. 107.

Corocoro - Producción								
	Demandantes <sup>375</sup>		Sr. Patiño, con base en el Modelo de PetroSucre <sup>376</sup>		Demandada <sup>377</sup>		Ajustado a la duración según el MEC	
	BPD	MMB	BPD	MMB	BPD	MMB	BPD	MMB
2007 ½	29.589	5.400	0	0	0	0	0	0
2008	21.408	7.814			19.624	7.182	19.624	7.182
2009	64.954	23.708			31.461	11.483	31.461	11.483
2010	66.263	24.186			36.033	13.152	36.033	13.152
2011	66.485	24.267			36.204	13.214	36.204	13.214
2012	66.546	24.356			36.829	13.479	36.829	13.479
2013	57.745	21.077			36.537	13.336	36.537	13.336
2014	42.126	15.376	35.176	13.052	35.176	12.839	35.176	12.839
2015	31.833	11.619	33.066	12.134	33.066	12.069	33.066	12.069
2016	27.476	10.056	30.128	11.027	30.128	11.027	30.128	11.027
2017	25.163	9.184	25.838	9.431	25.838	9.431	30.693	11.204
2018	22.163	8.080	20.925	7.638	20.925	7.638	25.781	9.411
2019	19.412	7.085	18.276	6.671	18.276	6.671	23.132	8.444
2020	17.164	6.392	16.321	5.974	16.321	5.974	21.222	7.747
2021	15.836	5.780	14.883	5.432	14.883	5.432	19.737	7.205
2022			13.677	4.992	13.677	4.992	18.532	6.765
2023			12.317	4.496	12.317	4.496	17.173	6.268
2024			10.843	3.969	10.843	3.969	15.729	5.741
2025			10.237	3.736	10.237	3.736	15.090	5.508
2026			9.659	3.525	9.659	3.525	14.512	5.297
2027			9.136	3.335	9.136	3.335		
2028			8.645	3.164	8.645	3.164		
2029			8.236	3.006	8.236	3.006		
2030			7.849	2.865	7.849	2.865		
2031			7.496	2.736	7.496	2.736		
2032			7.158	2.620	7.158	2.620		
Total		204.380				181.371		181.371
1	2	3	4	5	6	7	8	9

## H. Productos Derivados

564. Naturalmente, los proyectos producían petróleo en cantidades muy grandes, lo que representa la mayor parte del trabajo de extracción realizado. Sin embargo, esta operación también producía los denominados Productos Derivados, tales como el coque, el azufre, el gas natural y el GLP (gas licuado de petróleo). Dichos productos se enumeran en los modelos, principalmente, en el Modelo Económico Compuesto (MEC, LECG-085) y en el Modelo Económico Ameriven

<sup>375</sup> MMB de CLEX-086, basado principalmente en el MEC (LECG-085), págs. 127/128/pdf, y alineado con las Tablas de las Demandantes del 20 de marzo de 2017.

<sup>376</sup> Las cifras de MMB proceden de Patiño, Informe de Experto Consolidado, 17 de octubre de 2016, párr. 236. Las cifras relativas a los BPD se calculan sobre esta base. La Demandada utiliza las mismas cifras que en el año 2016.

<sup>377</sup> Para los años 2008 a 2015, la Demandada utiliza las cifras resultantes de las ventas reales de dicho período (cf. las Tablas presentadas el 20 de marzo de 2017) y ofrece las conversiones en BPD. Testigo Figuera, Testimonio 20 de julio de 2009, párr. 60; Tercer Testimonio Suplementario, 15 de agosto de 2014, párr. 104; Apéndices 84-89 de Figuera, Apéndices 359, 360 de Brailovsky/Flores.

(Hamaca, LECG-129). Representan aproximadamente del 2 al 5% de la cantidad total de productos extraídos de los campos.

565. En grandes partes, dichos Productos Derivados se vendieron en los respectivos mercados y produjeron ingresos. Por lo tanto, las Demandantes pueden haber sostenido que habían sufrido una pérdida comparable al lucro cesante por la venta de petróleo, aunque en una proporción mucho menor.

566. En lo que se refiere a Productos Derivados, el petitorio inicial de las Demandantes no determinaba la naturaleza de la pérdida que sufrieron ni solicitaba compensación. Expresa o implícitamente, las Demandantes relacionaron los daños y perjuicios reclamados “con su interés en los Proyectos” [Traducción del Tribunal]. Una designación tan amplia no excluía ni incluía los Productos Derivados. Al explicar el valor justo de mercado de los Proyectos, el Memorial de las Demandantes de fecha 15 de septiembre de 2008 se basó en los precios proyectados del petróleo (párr. 449), pero no mencionó en absoluto el precio de los Productos Derivados. Lo mismo surge de la Réplica de las Demandantes de fecha 2 de noviembre de 2009.

567. Se pueden encontrar algunos elementos en la descripción de la pérdida de cada proyecto y el consiguiente cálculo de daños. Cuando el Memorial de las Demandantes sobre la Cuantía de fecha 19 de mayo de 2014 determina el volumen de producción, el objeto exclusivo es la producción de petróleo. Los Productos Derivados no son mencionados. Para cuantificar sus pérdidas, las Demandantes confiaron en sus peritos, quienes evaluaron como primer componente “los volúmenes de crudo y el crudo sintético mejorado producido por los Proyectos”<sup>378</sup>, los cuales se basan en las “cifras de Reservas”<sup>379</sup>, que se componen exclusivamente de petróleo [Traducción del Tribunal]. El perfil de producción de Petrozuata se basaba en el petróleo (párr. 120). En cuanto a Hamaca, en la misma presentación, se destacó del volumen de crudo extraído y de crudo sintético mejorado, al cual se sumó estos “productos derivados también comercializables, tales como el azufre y el coque” [Traducción del Tribunal] (párr. 139), pero sin ofrecer más detalles sobre este punto. Los datos de precios se referían al petróleo y no a los Productos Derivados (párrs. 168-176)<sup>380</sup>. Los montos reclamados por las Demandantes en su petitorio reflejaban los daños causados por los flujos de caja perdidos que habrían obtenido “de sus interés” [Traducción del Tribunal]. La Réplica sobre la Cuantía de fecha 13 de octubre de 2014 utiliza los mismos términos. Los Productos Derivados no se mencionan. Una vez más, en el Escrito Final Consolidado de fecha 30 de diciembre de 2016,

---

<sup>378</sup> Memorial de las Demandantes sobre la Cuantía, párr. 105.

<sup>379</sup> *Ibidem*, párr. 113.

<sup>380</sup> Con respecto al perfil de producción en virtud de la disposición sobre Acción Discriminatoria de Hamaca, los peritos de las Demandantes excluyeron los Productos Derivados; TR-S, Audiencia de febrero de 2017, Día 6, pág. 240:5-9 (Abdala). Los peritos de la Demandada compartieron esta opinión; Informe de Experto Consolidado sobre Valuación, 17 de noviembre de 2016, nota al pie 295.

los Productos Derivados no aparecen; las Demandantes solicitan a este Tribunal que adopte perfiles de producción basados en el petróleo<sup>381</sup>.

568. Cuando el Tribunal planteó la cuestión en la audiencia final celebrada en el mes de septiembre de 2017, el Abogado de las Demandantes afirmó que los Productos Derivados siempre habían sido parte de su argumento y su venta se contabilizaba en los modelos. La venta de estos productos era parte de lo que se les había quitado a través de la expropiación. Sostuvo que estos productos están incluidos en su reclamación tal y como estaban en los modelos<sup>382</sup>. Ante la observación de que los Productos Derivados no constan en los escritos de las Demandantes, el Abogado se comprometió a proporcionar las referencias<sup>383</sup>. Nunca lo hizo, aunque quedaba mucho tiempo para incluir dicha información en su alegato de cierre.

569. El Abogado de las Demandantes sostuvo también que, en cualquier caso, ambas Partes coinciden en que los Productos Derivados tienen un valor determinado que debería ser parte de la compensación adeudada por la Demandada<sup>384</sup>. Consideraba que la cuestión debía resolverse mediante la decisión del Tribunal sobre los niveles de producción. Los Productos Derivados son, por lo tanto, parte de la reclamación por el valor total de lo que se les quitó a las Demandantes.

570. No obstante, a pesar de la declaración de las Demandantes, su reclamación debe demostrar que incluye allí el lucro cesante relacionado con estos Productos Derivados. La referencia a los modelos puede servir como punto de partida para demostrar las proyecciones imperantes en ese momento. Sin embargo, los modelos no brindan información sobre los precios reales y no ofrecen una base para una valuación *ex post* al momento del Laudo. Las Demandantes no han presentado cifras de ventas que puedan servir como base para la estimación de los ingresos obtenidos. Los Productos Derivados se vendieron en virtud de contratos a largo plazo que incluían fórmulas de precios vinculadas a las condiciones del mercado<sup>385</sup>; no obran en el expediente del Tribunal. Hay más: las presentaciones de las Demandantes no establecen que su reclamación incluya Productos Derivados, ni siquiera a través de una referencia implícita a los modelos. Cuando presentaron su perfil de producción respectivo para Petrozuata y Hamaca, las Demandantes se refirieron exclusivamente al petróleo<sup>386</sup>. El Informe de Actualización Consolidado de sus peritos, de fecha 17 de

---

<sup>381</sup> Escrito Final sobre la Cuantía de las Demandantes, párrs. 14(a), 113, 130, 305, 499.

<sup>382</sup> TR-S, Audiencia de septiembre de 2017, Día 17, págs. 4684:19-4685:17, 4688:5-13, 4690:11-14 (Friedman). Las cifras sobre producción y venta de Productos Derivados se encuentran en el MEC (LECG-085) con respecto a Petrozuata y Hamaca, no así para Corocoro. El MEC es un documento de 411 páginas; las Demandantes no se refirieron a ninguna página precisa en la que se podría encontrar la información relevante. Este documento no está numerado de manera consecutiva ni tampoco contiene un índice.

<sup>383</sup> TR-S, Audiencia de septiembre de 2017, Día 17, págs. 4685:19-4686:2, 4688:1-6, 4690:15-4691:1 (Friedman).

<sup>384</sup> TR-S, Audiencia de septiembre de 2017, Día 17, págs. 4686:15-4687:6 (Friedman).

<sup>385</sup> Informe de Gestión Anual Petrozuata para los Prestamistas, 1 de abril de 2007 (C-376, pág. 4/pdf).

<sup>386</sup> Cf. Escrito Final sobre la Cuantía de las Demandantes, párrs. 179, 226.

noviembre de 2016, no aborda la cuestión de los Productos Derivados. Los principales datos de valuación de los peritos fueron los volúmenes y precios del petróleo crudo<sup>387</sup>, y su flujo de caja descontado se basó en la producción de petróleo crudo<sup>388</sup>. Su Informe de fecha 19 de mayo de 2014 aborda el asunto brevemente, solo en relación con los precios de regalías y sin explicar cómo utilizaron las fuentes de información y realizaron los cálculos<sup>389</sup>. Las cifras consignadas en las valuaciones de los peritos (CLEX-086) no hacen referencia a las fuentes y no incluyen ningún comentario.

571. Las Demandantes presentaron el documento intitulado “Justificación y Premisas de Phillips Petroleum Company” [*“Phillips Petroleum Company Justification and Premises”*] de fecha 9 de octubre de 1996 (C-122) como fundamento de la decisión del Director Ejecutivo Phillips Wayne Allen del 10 de octubre de 1996 de celebrar el acuerdo de estudio conjunto y de seguir adelante con el Proyecto Hamaca<sup>390</sup>. El documento señalaba que “no se anticipa[ba] un flujo de caja positivo por las ventas de los productos derivados de azufre o coque” y que “las ventas de gas no se incluyeron en la rentabilidad”<sup>391</sup> [Traducción del Tribunal]. La opinión actual de las Demandantes es que los modelos prevalecen sobre dicho documento; representan una realidad que es muy diferente de la expectativa que se albergaba en la década de los noventa<sup>392</sup>. No obstante, la explicación resulta algo breve e insuficiente al observar que los Productos Derivados, si bien eran efectivamente mencionados en los modelos, no estaban incluidos en las presentaciones de las Demandantes.

572. La Demandada no abordó el asunto en su Escrito Consolidado de fecha 30 de diciembre de 2016. Sus peritos han reproducido las cifras de ventas proporcionadas por el Testigo Figuera para 2007 y 2008<sup>393</sup>, y, para los años posteriores, proyectaron los volúmenes que encontraron en el Modelo Económico Compuesto (MEC), al igual que los peritos de las Demandantes, y luego multiplicaron la producción de EHCO por las proporciones planteadas en el MEC para cada uno de los diferentes Productos Derivados<sup>394</sup>. Esto pareciera implicar que el precio responde a los precios del EHCO, postura que requeriría mayores explicaciones y pruebas.

---

<sup>387</sup> Informe de Actualización Consolidado, 17 de noviembre de 2016, párr. 5(a)(c).

<sup>388</sup> *Ibidem*, párrs. 45, 49, 54.

<sup>389</sup> Cf. página 59. Los expertos se refieren a su propia colección de proyecciones de precios (CLEX-011), sin brindar ninguna explicación. No se proporcionó prueba documental.

<sup>390</sup> Cf. Memorial de las Demandantes, párr. 109.

<sup>391</sup> C-122, pág. 7/pdf. El Memorando de Información Preliminar Confidencial Hamaca preparado por Dean Witter de Morgan Stanley en el mes de agosto de 2000 señala que se esperaba la venta de Productos Derivados, pero que las Proyecciones de Caso Base asumen cero ganancias netas por la venta de los Productos Derivados (pág. 61/pdf).

<sup>392</sup> TR-S, Audiencia de septiembre de 2017, Día 17, págs. 4688:14-4690:10 (Friedman).

<sup>393</sup> Testimonio, 20 de julio de 2009, párrs. 13 (Petrozuata), 39 (Hamaca).

<sup>394</sup> Cf. Informe de Experto Consolidado sobre Valuación, 17 de octubre de 2016, párrs. 75, 249 (Petrozuata), 84, 260 (Hamaca), 140 (regalías).

573. El Tribunal concluye que los escasos elementos provistos en la documentación y los informes periciales de las Demandantes no permiten evaluar lo que representaría la pérdida de ingresos resultante de una expropiación que incluyera los Productos Derivados.

574. El Tribunal goza de la facultad de pronunciarse sobre las “pretensiones sometidas” (Artículos 45(2) y 48(3) del Convenio CIADI). Cuando el procedimiento versa sobre el fondo, requiere una “demanda[]” (como resulta del Art. 46 del Convenio CIADI, que prevé “demandas [] adicionales”) y una “diferencia” (Art. 41(2), 43(b), 46 del Convenio CIADI). Las Demandantes en este procedimiento no han presentado una demanda de compensación respecto de un supuesto lucro cesante emergente de la venta de Productos Derivados. Por lo tanto, el Tribunal no goza de facultades para emitir una decisión al respecto.

## VII. Costos

### A. Petrozuata y Hamaca

#### 1. *La Posición de las Demandantes*

##### a. Generalidades

575. Las Demandantes explican que, para el siguiente componente del cómputo DCF, en aras de determinar los costos de capital y operativos previstos de los Proyectos, sus peritos utilizan los mismos documentos de planificación empresarial anteriores a la expropiación que utilizan para la producción, es decir, el Modelo Económico Compuesto (MEC, LECG-085), para Petrozuata, y el Modelo Económico Ameriven (MAE o MPA, LECG-129), para Hamaca. Posteriormente, ajustan esos costos para dar cuenta de la inflación en la industria<sup>395</sup>. Los tribunales internacionales han establecido que prefieren como fuente probatoria documentos de planificación empresarial contemporáneos, tal como sostuvo el Tribunal en el caso *ADC c. Hungría*<sup>396</sup>. Tanto el Tribunal CCI<sup>397</sup> como el Tribunal CIADI<sup>398</sup> en el marco del caso *Mobil* aplicaron este principio, observando que las Partes estuvieron de acuerdo con los costos presupuestados antes de que surgiera la controversia. Venezuela había reconocido que este era el enfoque correcto<sup>399</sup>.

<sup>395</sup> Cf. Abdala/Spiller, Informe de Actualización Consolidado, 17 de noviembre de 2016, párrs. 5(b), 60, 144-146.

<sup>396</sup> *ADC Affiliate Limited y ADC & ADMC Management Limited c. La República de Hungría*, Caso CIADI No. ARB/03/16, Laudo de fecha 2 de octubre de 2006 (CL-15).

<sup>397</sup> *Mobil Cerro Negro, Ltd. c. Petróleos de Venezuela S.A. y PDVSA Cerro Negro, S.A.*, Caso CCI No. 15416/JRF/CA, Laudo Final de fecha 23 de diciembre de 2011 (R-462).

<sup>398</sup> *Venezuela Holdings, B.V., Mobil Cerro Negro Holding, Ltd. y otros c. República Bolivariana de Venezuela*, Caso CIADI No. ARB/07/27, Laudo de fecha 9 de octubre de 2014 (CL-348).

<sup>399</sup> Memorial de Contestación de Venezuela, párrs. 312, 341.

576. Sin embargo, desde su Memorial de Contestación sobre la Cuantía y con el respaldo de sus nuevos peritos, Brailovsky y Flores, la Demandada ha adoptado una visión diferente. Aunque todavía utiliza los modelos anteriores a la expropiación de los Proyectos como referencia en materia de costos, Venezuela afirma que los proyectos posteriores a la expropiación han incurrido o incurrirán en miles de millones de dólares en concepto de “costos adicionales”, lo que prácticamente duplica los gastos operativos previstos y cuadruplica los gastos de capital previstos. Las incidencias en las proyecciones de costos son considerables. En tanto que la proyección general de costos de las Demandantes asciende a USD 36.800 millones, la de Brailovsky y Flores es de USD 50.000 millones.

577. Venezuela sostiene que está cayendo la producción de petróleo en Petrozuata y Hamaca. Por consiguiente, alega que se sufragarán mayores costos para producir mucho menos petróleo. Según el modelo de Brailovsky y Flores, el flujo de caja resultó negativo en el año 2015, y los Proyectos experimentarán pérdidas sustanciales en el futuro, a tal punto que ya deberían haber cerrado. Esto no es lo ocurrido. Los documentos posteriores a la expropiación muestran que, durante el período de 7 años y medio comprendido entre el mes de junio de 2007 y el año 2014, PetroAnzoátegui y PetroPiar les generaron a sus accionistas USD 8.800 millones.

578. Las Demandantes sostienen que los componentes de los presuntos “costos adicionales” (i) son irracionales y/o innecesarios; (ii) carecen de sustento probatorio; (iii) cambian continuamente, y, por ende, son poco confiables. Venezuela no ha demostrado que se haya incurrido en esos costos, y, aun así, que habrían sido incurridos por las Demandantes. Las afirmaciones de Venezuela en lo que respecta a los costos se abordan en el Informe Consolidado del Sr. Earnest.

- b. Los “Costos Adicionales” reclamados por la Demandada son irracionales y/o innecesarios

579. Las Demandantes afirman que esta aseveración es válida para los gastos adicionales tanto de capital como operativos que se alegan. Además, Brailovsky y Flores utilizan el menor tipo de cambio posible para los costos expresados en bolívares.

580. Según Venezuela, Petrozuata y Hamaca incurrirán en costos de paradas en múltiplos superiores a aquellos proyectados con anterioridad a la expropiación. Los costos futuros que se alegan también son mayores que los costos reales en los que se incurrió en los años 2005 y 2006. Venezuela argumenta que los costos de mantenimiento de la refinería aumentan a nivel mundial. Una publicación de Salomon Associates hace referencia a un incremento anual del 15%<sup>400</sup>. No se trata de una fuente de información confiable, sino esencialmente de un documento de marketing. Para

---

<sup>400</sup> Apéndice 124 de Figuera.

Hamaca, Venezuela agrega costos de mantenimiento a los que se denominó “PRAC” (Plan de Restauración de Activos Críticos) y “PREM” (Plan de Restauración de Equipos Mayores), que ascienden a un total de USD 1.000 millones, que nunca se contemplaron en el Modelo Económico del Proyecto. Esos cuantiosos gastos han sido innecesarios. Venezuela solicita al Tribunal que acepte que, a pesar de los gastos de envergadura que reclama, el mejorador Hamaca no operará a un OSF superior al 72,85% y estará sujeto a una creciente probabilidad anual de colapso catastrófico.

581. Las Demandantes recuerdan que Venezuela alega costos operativos que supuestamente erogó en camiones para recoger el coque y el azufre de los dos mejoradores y entregarlos en la instalación de manejo de sólidos del Proyecto Petrozuata. El Sr. Figuera afirma que los costos incurridos entre los años 2009 y 2014 se encuentran en el rango de los doscientos cincuenta millones de dólares. Argumenta que estos costos resultaron necesarios porque la nueva gestión de Petrozuata no reparó esa instalación después de que fuera dañada por un incendio en el año 2009. Para las Demandantes, un operador prudente nunca gastaría USD 250 millones en esos transportes ya que el costo de reparación de la instalación se encontraba en el rango de USD 37,5 millones<sup>401</sup>. La respuesta parece haber sido proporcionada por un informe gubernamental que determinó que PDVSA había celebrado contratos improcedentes con CUFERCA, la empresa de transportes (C-649). A modo de ejemplo, las Demandantes mencionan los generadores eléctricos adquiridos en el año 2010.

582. Los peritos de la Demandada utilizan una combinación incoherente de supuestos gastos de capital y operativos, históricos y proyectados, muy superiores a aquellos acordados por los participantes del Proyecto con anterioridad a la expropiación. Muchos de estos costos son improbables, contradictorios o se encuentran sujetos a doble cómputo. Por ejemplo, sus peritos valuadores agregan nuevos costos de reparación de pozos previstos por el Sr. Figuera, pero no deducen aquellos costos ya incluidos en los planes del Proyecto.

583. Las cifras de costos de Venezuela se calculan de manera acumulativa mediante el aumento de esos costos a través de manipulaciones del tipo de cambio. Los peritos de la Demandada asumen que los Proyectos incurren en la mayor parte de los gastos operativos, la mitad de todos los costos de paradas y el 30% de los gastos de capital en moneda local, es decir, en bolívares. Aplican a estos costos las tasas de inflación de Venezuela, y los convierten nuevamente en dólares estadounidenses al menor tipo de cambio oficial, maximizando así su impacto negativo en las valuaciones del Proyecto.

584. Los peritos de las Demandantes explican que, en Venezuela, había múltiples tipos de cambio legales disponibles. Un operador privado racional habría contado con diversos métodos para acceder a tipos de cambio legales más favorables o realizar pagos directamente en dólares

---

<sup>401</sup> Escrito Final sobre la Cuantía de las Demandantes, párr. 336; en la Réplica de las Demandantes sobre la Cuantía, párr. 314, el monto correspondiente era de USD 47 millones.

estadounidenses. Los peritos Brailovsky y Flores no se oponen de forma significativa a las opciones que proponen los peritos Abdala y Spiller, tales como las siguientes: (i) los Proyectos podrían haber financiado sus operaciones mediante préstamos entre empresas, que permitirían el acceso a tipos de cambio legales más favorables; (ii) los Proyectos podrían haber tercerizado determinadas funciones y pagar en dólares estadounidenses; (iii) y los Proyectos podrían haber contratado a proveedores internacionales y pagarles en dólares estadounidenses.

585. Para el período comprendido entre el año 2007 y comienzos del año 2016, los peritos Brailovsky y Flores ignoran estas opciones realistas y aplican el menor tipo de cambio posible en su modelo de daños. Pero ni siquiera PDVSA hace eso. Los estados financieros confirman que los proyectos posteriores a la expropiación en realidad habían obtenido bolívares utilizando regímenes de tipos de cambio de divisas más favorables que aquellos que asumieron los peritos de la Demandada. Brailovsky y Flores han aceptado este hecho. Sin embargo, sostienen que esas tasas preferenciales supuestamente se encuentran disponibles solo para las empresas mixtas, y no para los proyectos que operan en virtud de los Convenios de Asociación. Esta sugerencia no puede prosperar. El Convenio Cambiario No. 9<sup>402</sup> no realiza esta distinción, ni antes ni después de la expropiación. Además, la insinuación de que Venezuela discriminaría los dos Proyectos en el escenario contrafáctico es insostenible. La migración forzada no constituye un argumento válido en sustento de la aplicación de tipos de cambio menos favorables a las Demandantes.

586. Para el período comprendido entre el 10 de marzo de 2016 y el 31 de diciembre de 2016, los peritos de Venezuela adoptan un enfoque diferente, que supone que los Proyectos habrían tenido acceso a la tasa DICOM flotante más favorable, aunque solo el 50% del tiempo. Los peritos no explican este *split*. Cuando a los “costos adicionales” se les aplican tipos de cambio realistas, su impacto se reduce de manera sustancial. Cuando se aplican tasas más favorables, las proyecciones de costos de los peritos de la Demandada resultan similares a los costos utilizados en el modelo de los peritos de las Demandantes.

c. Los “Costos Adicionales” reclamados por la Demandada carecen de sustento

587. Las pretensiones de “costos adicionales” de Venezuela debieran rechazarse por un segundo motivo: ausencia de pruebas. Los peritos de la Demandada utilizan una supuesta información en materia de costos proporcionada por el Sr. Figuera. La mayor parte de la información “real” del Sr. Figuera carece de fundamento o fue elaborada a los fines del presente arbitraje. Los documentos proporcionados son insuficientes. Es dable destacar que se trata de un documento de un cuarto de página en sustento de los supuestos costos de la parada del año 2015 en Petrozuata, en la suma de USD 1100 millones. El Sr. Figuera admitió posteriormente que la cifra de USD 1100 millones debería dividirse por tres para dar cuenta de futuras devaluaciones del bolívar. No se ha explicado

---

<sup>402</sup> Apéndice 240 de Brailovsky/Flores.

por qué este *split* es aplicable solamente a la parada de Petrozuata del año 2015 ni de qué forma este documento puede respaldar estos costos para una parada que finalmente no tuvo lugar.

588. La naturaleza siempre cambiante de las alegaciones de “costos adicionales” de Venezuela las torna poco confiables. En el año 2014, Venezuela informó al presente Tribunal de que los Proyectos incurrirían en gastos de más de 1000 millones de dólares para determinadas tareas que tendrían lugar en el año 2015, aunque desde entonces, el Sr. Figuera ha admitido que no se han erogado esas sumas y, con respecto a algunas, que nunca se erogarán: (a) Modernización de la Instalación de Manejo de Sólidos. Inicialmente Venezuela reclamó para el año 2015 USD 200 millones en costos para la expansión y modernización de la instalación. Dos años más tarde, el Sr. Figuera retiró la pretensión, afirmando que no se necesitaban costos adicionales. (b) Costos de la barcaza. El Sr. Figuera afirmó también que Petrozuata y Hamaca incurrirían en gastos de USD 25,2 millones cada una para el transporte de coque entre los años 2015 y 2017, aunque admitió también que nunca se había incurrido en esos costos y era posible que nunca se incurriera en ellos. (c) Costos de transporte. El Sr. Figuera sostuvo que Petrozuata incurriría en estos costos anuales en la suma de USD 67 millones por año del año 2015 al año 2017, pero posteriormente retiró la sugerencia, puesto que nunca se incurrió en estos costos. A la luz de estos ejemplos tan llamativos, se puede concluir que otras pretensiones de “costos adicionales” son también fantasmas, tal como se explica en mayor detalle en el Informe Consolidado del Sr. Earnest.

d. Comentarios sobre las estimaciones de costos de la Demandada

589. Al abordar las Estimaciones de Costos presentadas por la Demandada el 2 de junio de 2017, las Demandantes subrayan en sus Notas Introdutorias que ni ellas ni la Demandada basan su argumento en los costos reales incurridos en el período posterior a la expropiación. Para las Demandantes, los documentos de planificación empresarial de los Proyectos anteriores a la expropiación constituyen el mejor reflejo de los costos previstos en el escenario contrafáctico, combinados con las tasas de inflación anuales de la industria tal como han hecho sus peritos. La Demandada utiliza las mismas fuentes, aunque posteriormente (i) incrementa las cifras aplicando supuestos de tasas de inflación y tipos de cambio inadecuados; y (ii) agrega categorías de costos “adicionales” que no aparecen en los modelos anteriores a la expropiación. Las Demandantes observan una deficiencia probatoria en el enfoque de la Demandada, porque solo alrededor del 11,5% de los costos previstos en la valuación de Venezuela se encuentran respaldados por documentos que reflejan los supuestos gastos reales en los que han incurrido los Proyectos con posterioridad a la expropiación.

590. Las Demandantes recuerdan que las proyecciones de costos del MEC incluían las siguientes categorías: CAPEX: G&A, Instalaciones *Upstream*, Instalaciones del Mejorador; OPEX: *Upstream*, Mejorador, G&A, Terceros. La Demandada ha modificado las cifras relacionadas con estas categorías. En primer lugar, la Demandada incrementa todos los costos suponiendo que determinados porcentajes se incurrirán en bolívares y, posteriormente, incrementa estos costos utilizando

tasas de inflación al consumidor locales en Venezuela, antes de convertirlos nuevamente en dólares estadounidenses utilizando el menor tipo de cambio oficial existente. Sin embargo, la Demandada no indica el tipo de cambio empleado u obtenido para un componente particular de los costos. Además, la Demandada ignora que hubieran existido tipos de cambio más favorables en Venezuela durante el período que siguiera a la expropiación en el año 2007 y que se encontraban disponibles solo si se utilizaban técnicas de gestión razonables.

591. Asimismo, las Demandantes objetan que la Demandada reemplazara determinados costos incluidos en el MEC por cifras mucho más elevadas basadas en gran parte en el testimonio infundado del Sr. Figuera, en concreto, costos de perforación, costos de paradas, costos de reparación de pozos (y costos de reparación de la estructura de coquización en Hamaca). Además de estas estimaciones de elaboración propia, la Demandada agregó categorías de costos “adicionales” significativas, tales como: CAPEX: Perforación, Paradas, Otros; OPEX: Reparaciones de Pozos, PREM, Catalizadores en la Unidad 16, Reparaciones en el Tanque 12, Instalación de Manejo de Sólidos, Transporte; Otros. Estos supuestos costos adicionales carecen de sustento en su mayoría, aunque los Proyectos deben aún contar con registros detallados de cualquier gasto específico incurrido en el período posterior a la expropiación. En todo caso, estos costos son irracionales, sumamente excesivos e indicativos de deficiencias operativas. El propósito de la opción de la Demandada de basarse en estados financieros es poco claro. No han formado parte del argumento planteado por la Demandada y son inconsistentes con este, no representan el escenario contrafáctico, son incompletos y no se encuentran tan detallados como para resultar útiles. Al tomar el ejemplo de los costos de generación eléctrica en PetroPiar y los costos de contratación de terceros para transportar el coque a la pila de coque, la Demandada termina incurriendo en un doble cómputo porque no deduce los costos relacionados ya incluidos en el MEA (y, también, en el MPA).

592. En conclusión, los costos operativos y gastos de capital que se muestran en las tablas de las Demandantes de fecha 20 de marzo de 2017 y con base en el Modelo Económico Compuesto (MEC), para Petrozuata, y del Modelo Económico Ameriven (MEA), para Hamaca, siguen siendo el único cálculo de costos probado y confiable en el escenario contrafáctico.

## 2. *La Posición de la Demandada*

### a. Generalidades

593. En consonancia con su preferencia por una valuación *ex ante*, la Demandada afirma que, con base en el análisis de sus peritos, los costos relativos al Proyecto Petrozuata se reflejan en el Modelo Económico Compuesto (MEC) de ConocoPhillips en dólares estadounidenses del año 2006, incrementados (i) a la fecha de valuación, 26 de junio de 2007, utilizando el índice IPP para las maquinarias de los campos de petróleo y de los campos de gas; y (ii) desde la fecha de valuación en adelante, utilizando un índice de inflación compuesto calculado como el promedio ponderado de las proyecciones de inflación a largo plazo de los EE. UU. (85%) y del tipo de cambio de su proyección de precios del WTI del año 2007 (15%). Dos excepciones son la inclusión de costos de perforación consistentes con la experiencia del Proyecto y un costo de USD 20 millones para un proyecto piloto de EOR en el Área de Reserva. Al igual que en el caso de Petrozuata, en una valuación *ex ante* de Hamaca al 26 de junio de 2007, los peritos de la Demandada han procedido a seguir el mismo método, aunque tomando como base de sus proyecciones los estimados establecidos en el modelo contemporáneo utilizado por Petrolera Ameriven (MPA), en dólares estadounidenses del año 2006, incrementados al 26 de junio de 2007. La Demandada observa además que se habían proyectado volúmenes inferiores de producción de EHCO y CCO; por consiguiente, sus costos en la valuación *ex ante* son en realidad inferiores a los costos proyectados por las Demandantes.

594. La Demandada objeta que las Demandantes recurran a los casos *Mobil* a fin de aseverar que, para proyectar costos futuros, debieran utilizarse presupuestos anteriores a la nacionalización. En ambos casos, los tribunales obtuvieron el valor de los flujos de caja utilizando información *ex ante* al mes de junio de 2007. No existe fundamento alguno para hacer eso en una valuación *ex post*. Las Demandantes alegan asimismo que, en la primera fase del presente arbitraje, los peritos de la Demandada aceptaron las proyecciones de LECG en lo que se refiere a costos, observando que las Partes no diferían de manera sustancial con respecto a los costos. Esto se debió a que, en la primera fase del caso que nos ocupa, la Demandada y sus peritos realizaban valuaciones *ex ante*, con base en la información disponible al mes de junio de 2007, y, por lo tanto, utilizando la misma base de información que las Demandantes. En una valuación *ex post*, ya no son necesarios los estimados a futuro, ya que ahora se conocen tanto las categorías de costos como los costos reales incurridos. En esas circunstancias, es completamente improcedente utilizar proyecciones realizadas hace más de diez años en lugar de las cifras resultantes de la experiencia real. Por ejemplo, al mes de junio de 2007, los costos asociados con las paradas periódicas debían estimarse en función de aquello de lo que se tenía conocimiento en ese momento. Ahora bien, en el año 2016, se conocen no solo las cifras, sino también el alcance y los costos de aquellas paradas.

595. Además, las Demandantes parecen olvidar el hecho incuestionable de que, a medida que aumentaban los precios del petróleo, también lo hacían los costos, tal como se refleja en el Índice de Costos Operativos *Upstream* HIS CERA (*UOCI*, por sus siglas en inglés) y el Índice de Costos de Capital *Upstream* HIS CERA (*UCCI*, por sus siglas en inglés) en los que se basan los peritos de la Demandada. Las Demandantes tampoco tienen en cuenta el hecho de que Venezuela haya experimentado tasas de inflación elevadas desde la nacionalización, con devaluaciones compensatorias limitadas del bolívar. Durante el período comprendido entre mediados de 2007 y el mes de enero de 2010, la tasa de inflación fue del 30,3% anual, lo que significó un aumento general de precios del 89,4%. Al tipo de cambio oficial, que se mantuvo en 2,15 bolívares por dólar estadounidense durante todo ese período, el equivalente en dólares estadounidenses de estos costos incurridos en bolívares aumentó en ese mismo porcentaje.

596. Las Demandantes no parecen comprender que, aunque debieran beneficiarse de los mayores ingresos resultantes de los aumentos del precio del petróleo en el período histórico, no debieran permanecer inmunes a los costos más elevados. Objetan asimismo la naturaleza *post-hoc* de las pretensiones actuales de la Demandada. Contrariamente a sus alegaciones, estos costos no solo eran razonables y necesarios, sino que también tenían sustento probatorio. Las Demandantes no han podido demostrar que estos costos se habrían evitado tan solo si una subsidiaria de ConocoPhillips hubiese permanecido como participante del proyecto.

597. La Demandada no les cree a las Demandantes cuando sostienen que el costo de la parada del año 2011 en Petrozuata (USD 236 millones en dólares estadounidenses de 2011) fue muy superior al que se incurrió en la parada del año 2005, cuyo costo ascendió a USD 23 millones (en dólares estadounidenses de 2005). El Sr. Earnest, perito de las Demandantes, no llega a comprender el hecho de que todos los mejoradores en el Complejo José hayan experimentado costos mucho más elevados para las paradas posteriores a la nacionalización que aquellos experimentados con anterioridad a esta, aunque hayan sido gestionados por socios extranjeros (con excepción de los mejoradores en PetroAnzoátegui). En el proyecto PetroCedeño (Sincor), las actividades de mantenimiento durante la primera parada en el año 2004 tuvieron un costo de USD 71,6 millones e implicaron intervenciones en 287 equipos, mientras que las actividades de mantenimiento durante la parada del año 2008 (gestionada por Total) tuvieron un costo de USD 266 millones y conllevaron la intervención de 913 equipos. De manera similar, en el proyecto PetroMonagas (Cerro Negro), los costos aumentaron de USD 27,4 millones en el año 2006 a USD 393 millones en el año 2012, en tanto que la cantidad de equipos afectados fue de 84 en el año 2006 y de 1215 en el año 2012. En Petrozuata, la primera parada en el año 2005 implicó la intervención de 385 equipos, mientras que la segunda parada en el año 2011 conllevó la intervención de 752 equipos. En síntesis, las paradas posteriores a la nacionalización han sido más generalizadas y más costosas en todos los mejoradores.

598. La Demandada disiente también de las Demandantes respecto de la instalación de manejo de sólidos, cuando alegan que los costos asociados con (a) el incendio y las reparaciones del año 2009, y (b) el transporte del coque al nuevo lugar de almacenamiento y el manejo del coque en este lugar tras el incendio, eran irracionales, al sostener que se podía reparar la instalación por USD 47 millones. Esto se basa en una confusión, ya que la Demandada no hacía referencia a los costos totales, sino al monto no asegurado de USD 45.263.789. Luego de la reparación, la instalación operó a menos de la capacidad plena, lo que redundó en mayores costos. Las Demandantes reconocen los costos en los que ha incurrido PetroAnzoátegui, como así también PetroPiar, en el transporte del coque a los lugares de almacenamiento alternativos y en el manejo de la enorme pila de coque, aunque sostienen que un operador prudente y eficiente no habría obrado de esa manera. Este argumento ignora que los mejoradores producen grandes volúmenes de coque en las unidades de coque, que es necesario sacar de los pozos rápidamente; cuando la instalación de manejo de sólidos no se encontraba disponible, se incurrió en costos adicionales para transportar el coque hacia otro lugar. Las Demandantes afirman que los costos fueron inventados por la Demandada. No fue así. La Demandada estableció que (a) los costos de las reparaciones por el incendio del año 2009, netos de los pagos obtenidos del seguro, ascendieron a USD 37.531.649; y que (b) los costos de transporte y manejo, netos de los pagos obtenidos del seguro, hasta el año 2014, han sido de USD 273 millones.

599. La Demandada observa además que las Demandantes parecen cuestionar asimismo los costos de pozos y macollas. En la primera etapa del procedimiento que nos ocupa, el Sr. Figuera afirmó que la experiencia en Petrozuata fue que los pozos con una única pared lateral en el año 2009 tuvieron un costo aproximado de USD 2,9 millones y los pozos multilaterales, de alrededor de USD 3,5 millones. Las Demandantes no lo sometieron a contrainterrogatorio respecto de este tema. Durante la Audiencia de 2010, el Sr. Lyons confirmó también que, en su propia presentación del mes de octubre de 2006, ConocoPhillips estimaba un costo de USD 3,5 millones por pozo en concepto de costos de perforación. Las Demandantes carecen de fundamentos para controvertir los costos relacionados con las actividades *upstream*, que son coherentes con los costos históricos. El Dr. Strickland no realizó observaciones sobre los costos relacionados con pozos y macollas.

600. La Demandada recuerda que, en Petrozuata, se han instalado sistemas de extinción de incendios adicionales. Hasta el año 2014, se han erogado USD 10.732.625. Tal como explicara el Sr. Figuera, el resto de los USD 100 millones en concepto de costos estimados relacionados con los mejoradores se erogarán en los años venideros. Es necesario que el mejorador en Petrozuata, al igual que los demás mejoradores en los campos, instalen equipos de generación eléctrica a efectos de que la población disponga de la red eléctrica. Ese proyecto, con un costo estimado de USD 142 millones (en dólares estadounidenses del año 2010), ha sido diferido hasta la finalización del gasoducto hacia el Complejo José. Las Demandantes objetan que estos costos no se incluyeran en los planes o modelos de negocios anteriores a la nacionalización. Esto subraya el dislate de utilizar esos planes en una valuación *ex post*.

601. Al abordar el Proyecto Hamaca, la Demandada comienza observando que las Demandantes argumentan que los costos de la parada en PetroPiar son muy superiores a aquellos proyectados al mes de junio de 2007. Las Demandantes sostienen además que la Demandada agrega los denominados costos de mantenimiento PREM de USD 1000 millones que nunca se contemplaron en el Modelo Económico del Proyecto. Pero el hecho de que estos costos no se hayan contemplado en el año 2006 no inhabilita su inclusión en el análisis de valuación *ex post*. Por el contrario, el hecho de que los socios del Proyecto hayan considerado y consideren necesarios esos costos subraya el sinsentido de utilizar planes y modelos desactualizados como base de una valuación *ex post*.

602. La comparación del Sr. Earnest entre los costos de las paradas anteriores a la nacionalización y aquellas que tuvieron lugar desde entonces es equívoca, aún más de lo que fuera para Petrozuata. El Sr. Earnest reconoce que la parada del mejorador Hamaca en el año 2006 se describe como una parada parcial. Los socios del Proyecto se refirieron a ella como un “Pit Stop”, y tuvo un costo de solamente USD 29 millones (en dólares estadounidenses del año 2006). El Sr. Earnest ignora las realidades económicas. En primer lugar, Solomon Associates, empresa reconocida en estas cuestiones, ha informado que el costo de las paradas promedió un aumento del 15% anual desde 2000 hasta 2008. En segundo lugar, durante el período comprendido entre los años 2006 y 2009 (cuando tuvo lugar la primera parada real), Venezuela experimentó una inflación de una tasa promedio anual del 26,3%. Incluso con base en los estimados del Sr. Earnest, una parada en el año 2009 habría tenido un costo de USD 150 millones. Esa es la cifra que debiera compararse con los USD 223,7 millones en los que se incurrió en la implementación de la parada en el año 2009.

603. En el año 2006, los socios estimaron la magnitud de la parada del mes de junio de 2008 como 5-10 veces superior a la parada del año 2006. De hecho, la parada del año 2009 conllevó la intervención de un número de equipos siete veces superior al que se había probado durante la parada técnica del año 2006. En función de esto, se obtendría una base de cálculo de USD 145 millones, que, cuando se dé cuenta de la inflación en la industria y en el país, redundará en un costo de USD 256 millones para una parada completa en PetroPiar en el año 2009. Esa cifra es superior a la suma en la que en realidad se incurrió. El costo de USD 313,2 millones de la PRAC/parada combinada en el año 2012 también es coherente con estos estimados.

604. La opinión del Sr. Earnest también debiera compararse con su informe del mes de mayo de 2009 en el caso *Mobil* ante la CCI, donde reconoció el costo futuro de la parada en PetroPiar y estimó que los costos para la parada menor en Cerro Negro podrían incrementarse por encima de los USD 100 millones previstos. Las actividades de mantenimiento durante la parada del año 2012 en PetroMonagas tuvieron un costo de USD 393 millones. En comparación, y en vista del tamaño relativo y de la complejidad del mejorador PetroPiar comparado con aquel de PetroMonagas, los costos de las tareas de mantenimiento de mayor envergadura en PetroPiar no pueden considerarse injustificados.

605. La Demandada observa asimismo que otros costos significativos en los que en realidad incurrió PetroPiar no se incluyeron en el modelo económico anterior a la nacionalización y no se mencionaron en la primera fase del presente caso. Recién en el año 2011, Chevron y CVP tomaron la determinación de que el mejorador demandara una actividad anual de mantenimiento de envergadura en forma de programas PREM que comenzaron en el año 2012 y que se extenderán hasta el año 2022. Esa decisión fue el resultado de una evaluación detallada del mejorador luego de su bajo rendimiento ininterrumpido a pesar de la parada generalizada del año 2009. A la fecha, PetroPiar ha incurrido en gastos en la suma de USD 357 millones en relación con las actividades PREM que se realizaron anualmente entre los años 2012 y 2015. Los incidentes acaecidos con el Tanque 12 demandaron reparaciones que no podían aparecer en el modelo del año 2006.

606. La instalación de capacidad de generación eléctrica tampoco fue incluida en el modelo económico del año 2006. La cuestión surgió en el mes de noviembre de 2009, cuando el gobierno adoptó la decisión de exigir que PDVSA y sus filiales redujeran su utilización de energía hidroeléctrica a la luz de las necesidades de las comunidades en las cuales operaban y la escasez de energía a nivel nacional. De conformidad con el Decreto 6.992, PetroPiar ha instalado 40 megavatios de capacidad a un costo de aproximadamente USD 95 millones en un proyecto que fuera encabezado por Chevron. Las Demandantes y el Sr. Earnest sostienen que estos costos son demasiado elevados, aunque la documentación presentada por la Demandada no puede refutarse seriamente.

607. En síntesis, la Demandada sostiene que no existen fundamentos para excluir los costos en los que se ha incurrido y en los que se incurrirá en el período posterior a la nacionalización simplemente porque esos costos no se contemplaron con anterioridad a la nacionalización y no se incluyeron en el modelo que se implementó en ese momento. Las Demandantes no han demostrado que habrían podido evitar esos costos si sus empleados hubiesen seguido al frente de las operaciones.

b. Las estimaciones de costos de la Demandada

608. La Demandada coincide con las Demandantes en que ninguna de las Partes ha basado su caso contrafáctico en los costos reales en que incurrieron los Proyectos en el período histórico. Para la Demandada, esto se debe a que muchos de los costos incurridos fueron el resultado de que se haya autorizado a las nuevas empresas mixtas, que operaban conforme a la Ley de Hidrocarburos de 2001, a producir y vender crudo mezclado. Por el contrario, los Proyectos que operaban en virtud de los Convenios de Asociación solo estaban autorizados a vender productos mejorados. Por lo tanto, deben excluirse determinados costos incurridos en el período histórico, como así también deben excluirse determinados ingresos (provenientes de las ventas de mezclas).

609. Para la Demandada, el supuesto de que los costos en el escenario contrafáctico se mantendrían invariables durante más de tres décadas tal como se proyectaron en el modelo del año 2006 no es válido para los Proyectos, ni para ningún proyecto, en especial, un megaproyecto en la industria petrolera. Es indiscutible que importantes componentes de los costos no fueron incluidos o contemplados por los modelos del año 2006, ni para Petrozuata (MEC) ni para Hamaca (MEA o MPA). Esta postura carece de todo sentido y hace fracasar el propósito básico de un análisis *ex post*. Si las Demandantes alegan que debe tenerse en cuenta lo que sucedió realmente en el campo, tienen la gravosa carga de establecer la improcedencia de los costos reales en los que se incurrió. Ni siquiera han estado cerca de satisfacer esa carga. No hay duda alguna, por ejemplo, de que se incurrió en costos adicionales sustanciales para rubros tales como paradas y mejoras en la extinción de incendios, que hacen que la posición de las Demandantes de ignorar a todos estos costos resulte irracional. La abrumadora mayoría de las cifras de costos que las Demandantes sostienen carecen de sustento, en realidad, se basan en las cifras iniciales previstas en el MEC y el MEA, a las que posteriormente se les agrega información en materia de inflación y tipos de cambio. El resto de los costos que, según las Demandantes, carecen de sustento, en realidad, son atribuibles a costos de perforación y reparación de pozos que no solo están avalados por el Sr. Figuera y el Sr. Patiño, sino que también se encuentran corroborados por las propias pruebas de las Demandantes que obran en el expediente.

610. Las Demandantes simplemente dejan de lado cualquier costo no incluido en el modelo del año 2006 sobre la base del supuesto injustificado de que no se habría incurrido en dicho costo en el escenario contrafáctico. El expediente muestra, por ejemplo, que los Proyectos incurrieron en costos significativos relacionados con el mantenimiento del mejorador, incluida la parada de Petrozuata en el año 2011, costos que habrían sido los mismos si ConocoPhillips hubiese permanecido en los Proyectos. De manera similar, los incidentes posteriores a la nacionalización que redundaron no solo en las reparaciones necesarias en la Instalación de Manejo de Sólidos, sino también en el transporte y manejo de sólidos, no se contemplaron en el modelo del año 2006; se habría incurrido en los costos asociados independientemente de si ConocoPhillips fuese o no participante del Proyecto.

611. Con respecto a la inflación, la Demandada no comparte la posición de las Demandantes de que debiera aplicarse un índice de inflación de los EE. UU. a los costos tanto en USD como en bolívares en el MEC, aunque la inflación en Venezuela fuera mucho más elevada que la inflación receptada en ese índice de los EE. UU. Tener en cuenta la proporción monetaria implícita en el OPEX (70% bolívares/30% USD) y en el CAPEX (30% bolívares/70% USD) no es improcedente en absoluto. Estos porcentajes se incluyeron en el testimonio del Sr. Figuera y nunca han sido refutados<sup>403</sup>. Una parte importante de los costos en los que se incurriera en bolívares fueron destinados a gastos de mano de obra y estos costos se incrementan correctamente sobre la base de las

---

<sup>403</sup> Figuera, Tercer Testimonio Suplementario, 15 de agosto de 2014, párr. 59. El Tribunal observa que las otras referencias que proporciona la Demandada no contienen esta información.

tasas de inflación al consumidor locales en Venezuela. Cuando tuvo lugar la parada de Petrozuata en el año 2011, fue después de casi dos años de inflación acumulada en Venezuela a una tasa del 51%; el impacto de una inflación tan elevada no puede medirse correctamente cuando se convierten los costos en USD a efectos de subordinar el gasto a las tasas de inflación mucho más bajas de los EE. UU.

612. Las Demandantes sostienen nuevamente que había múltiples tipos de cambio legales disponibles, aunque nunca explican cómo se podría haber hecho esto cuando todo Convenio Cambiario anterior al Convenio Cambiario No. 35 (emitido en el mes de marzo de 2016) estipulaba que los dólares obtenidos de la venta de hidrocarburos solamente podrían cambiarse al tipo oficial (CADIVI), que fue de VEF 2,15 por USD hasta el 7 de enero de 2010, de VEF 4,3 por USD desde el 8 de enero de 2010 hasta el 7 de febrero de 2013 y de VEF 6,3 por USD desde el 8 de febrero de 2013 hasta el 9 de marzo de 2016. El Convenio Cambiario No. 35 solo era aplicable a PDVSA, sus subsidiarias y empresas mixtas.

613. Las Demandantes pueden afirmar que incrementan los costos utilizando las “tasas de inflación anuales de la industria” [Traducción del Tribunal], pero lo que hacen realmente es (a) convertir todos los costos incluidos en el modelo que están expresados en bolívares a dólares estadounidenses del año 2006; (b) agregar estos costos adicionales en dólares estadounidenses a los costos existentes en dólares estadounidenses incluidos en el modelo para obtener costos totales en dólares estadounidenses; y, posteriormente, (c) incrementar los costos totales utilizando un índice de inflación de los EE. UU. (el Índice de Precios del Productor de los EE. UU. para materias primas de la industria petrolera). Se trata de un ejercicio que ignora completamente la inflación de Venezuela, como si los Proyectos se operaran totalmente en los Estados Unidos, y no en Venezuela.

614. La Demandada recuerda asimismo que las propias Demandantes insistieron en la elaboración de estados financieros de las empresas mixtas. Estos estados reflejan los costos reales en los que incurrieron los Proyectos en el período posterior a la nacionalización, incluso si debieran excluirse los costos relativos a la mezcla. Además, muchos de los comentarios de las Demandantes sobre los estados financieros no tienen mucho sentido. Por lo tanto, cuando la producción se mantuvo relativamente sin cambios, esto no tuvo como consecuencia que los costos se comportaran de igual manera, lo que ignoraría la enorme inflación causada por el aumento en los precios del petróleo, en particular, en el verano de 2008.

### *3. Las Conclusiones del Tribunal*

#### *a. Observaciones preliminares*

615. La situación probatoria con respecto a los costos es lamentable y sorprendente. En efecto, si existe una categoría de componentes que debiera documentarse fácilmente, debieran ser los

costos que al menos han pasado la etapa de facturación y pago que pueden demostrarse mediante documentación. El expediente del Tribunal es manifiestamente insuficiente. La Demandada, a quien le corresponde la carga de la prueba en lo que respecta a los costos de los Proyectos, ha presentado como su testigo principal al Sr. Figuera, quien abandonó los Proyectos en una etapa tan temprana que no pudo aportar información al Tribunal acerca de los antecedentes de hecho de los muchos costos que se discutieron entre las Partes sobre la base de su conocimiento personal. El Testigo Figuera aportó 5000 páginas de documentos en materia de costos que pidió recopilar a los Proyectos; él no procedió a la selección ni tampoco proporcionó indización alguna<sup>404</sup>. Los peritos valuadores de ambas partes asumen la defensa de sus respectivos clientes respaldando sus supuestos en materia de costos, sin ser conscientes de cuán apartados están de la realidad. A pesar de las reiteradas referencias de la Demandada al Sr. Patiño como su testigo, el Tribunal recuerda una vez más que el Sr. Patiño ha sido presentado en el presente procedimiento en calidad de perito; no puede prestar testimonio sobre hechos y costos relativos a los Proyectos. Es igualmente evidente que la Demandada no puede, ante el presente Tribunal, caracterizar como testimonio declaraciones realizadas por un particular que comparece en calidad de testigo en otro procedimiento, aun si el patrón de hechos en ese caso – los procedimientos de arbitraje de *Mobil* – presenta alguna semejanza con dos de los Proyectos que debe considerar este Tribunal<sup>405</sup>. La prueba documental se basa, en parte, en proyecciones que datan de una fecha anterior a la expropiación y que no consideran el potencial de costos que puede haber caracterizado la vida histórica de los Proyectos, incluidos los aumentos de precios habituales que tienen lugar cuando el negocio es próspero y la economía crece. Además, los costos reales muy a menudo se invocan con un sustento probatorio deficiente.

616. Ante las dificultades ocasionadas por la prueba presentada en piezas que no pueden ensamblarse para ofrecer un panorama claro, el Tribunal considerará los distintos costos, en primer lugar, para determinar, si una pretensión específica de costos es válida por cuestión de principios y, luego, para analizar si los costos reales que se reclaman tienen el sustento de pruebas confiables de que se incurrió efectivamente en estos costos o se podría incurrir en ellos en el futuro en cantidades que puedan considerarse realistas y justas.

617. El Tribunal observa asimismo que los costos representan pretensiones que la Demandada invoca en aras de reducir la estimación de flujos de caja y, en definitiva, los ingresos que obtendrían los socios de los Proyectos y las Demandantes en el procedimiento que nos ocupa. Por lo tanto, el Tribunal no adjudicará costos que no se hayan reclamado, aunque pueda existir certeza razonable de que hayan ocurrido o puedan ocurrir en el futuro.

---

<sup>404</sup> TR-S, Audiencia de febrero de 2017, Día 8, págs. 771:18-772:8.

<sup>405</sup> Cf. las Estimaciones de Costos de la Demandada con respecto a Petrozuata, págs. 15, 59/61, y para Hamaca, págs. 16, 57, 86/88, donde se alega que los documentos que obran en el expediente del presente Tribunal se encuentran sustentados por el testimonio del Sr. William Cline de Gaffney prestado en los procedimientos de arbitraje de *Mobil* (R-550, R-551). El hecho de que el Sr. Cline compareciera en calidad de testigo de las Demandantes en el arbitraje del caso *Mobil* no cambia el hecho de que no haya sido presentado como testigo en el presente procedimiento.

618. Las Partes adoptaron la distinción habitual entre Gastos de Capital (CAPEX) y Gastos Operativos (OPEX). El Tribunal sigue el mismo orden y las mismas categorías que han adoptado las Partes. El análisis de sus respectivas posturas se basa en sus escritos de parte, que incluyen las pruebas aportadas, y en sus respectivos cálculos de costos presentados ante el Tribunal el 20 de marzo y el 2 de junio de 2017.

619. Ambas Partes aceptan que el Modelo Económico Compuesto (MEC - LECG-085) sirve como documento base del que partir. El Modelo Económico Hamaca de Petrolera Ameriven (citado como MEA o como MPA) reviste la misma importancia para ese Proyecto (LECG-129). La diferencia entre las Partes radica en que las Demandantes se refieren exclusivamente a estos documentos que datan de la segunda mitad del año 2006 (sujetos a la inflación anual), en tanto que la Demandada (i) actualiza las cifras receptadas en ellos a lo que asume como costos reales; y (ii) agrega costos adicionales que se experimentaron durante la vida del Proyecto, aunque no se proyectaron en el MEC. Las cifras que se relacionan específicamente con Hamaca se encuentran receptadas en el MPA. Aquellas que son relevantes para el Tribunal a efectos del presente análisis también aparecen en el MEC, aunque a veces con diferencias menores e insignificantes. El Tribunal se refiere principalmente al MEC de modo que el redondeo de las cifras sea idéntico para ambos Proyectos<sup>406</sup>.

b. La dificultad de identificar costos pasados y futuros

620. El Tribunal acepta que a las Demandantes efectivamente les resulta más difícil que a la Demandada acceder a información pertinente sobre costos reales. Sin embargo, las Demandantes cuentan con una reputación reconocida en la industria petrolera y la experiencia profesional necesaria para proporcionar información útil respecto de los costos asociados a proyectos destinados a la producción de petróleo. También saben perfectamente bien que los precios por concepto de gastos durante la vida útil de un proyecto, luego de haber sido incorporados en modelos del año 2006, ciertamente aumentarán en el futuro. Tienen asimismo conocimiento de que pueden surgir gastos en el futuro que no se previeron ni se pudieron prever en el año 2006. No pueden basarse en modelos del año 2006 y decirle al Tribunal que estos supuestos tendrían validez durante 30 años, aunque estuvieran asociados a índices inflacionarios futuros que casi nunca son exactos en comparación con valores reales de mercado.

621. La Demandada tiene razón al afirmar que deberían excluirse determinados costos incurridos en el período histórico en tanto se relacionan con la producción y venta de petróleo mezclado, lo que no estaba permitido en virtud de los Convenios de Asociación. Sin embargo, el Tribunal observa asimismo que la Demandada no asiste al Tribunal con la identificación de la parte de estos costos que debería eliminarse de las estimaciones generales de costos. Este es el caso, por ejemplo,

---

<sup>406</sup> Cf. MEC, págs. 41-43/pdf (Petrozuata), 244-246/pdf (Hamaca).

de parte de los costos de las paradas. La Demandada acepta que esta operación lleva más tiempo con posterioridad a la expropiación y desde que se permitió la mezcla<sup>407</sup>. Pero la Demandada no explica la parte de los costos que debería suprimirse del presupuesto de las paradas con base en la misma experiencia y lógica.

622. En relación con la actualización de los montos mencionados en el MEC a los niveles reales de costos, la Demandada utiliza índices de inflación y emplea lo que considera el tipo de cambio pertinente. Estos dos factores se aplican a lo que se denomina un “*split*” entre los costos incurridos en bolívares venezolanos y dólares estadounidenses, en una proporción del 30:70% para CAPEX y la proporción inversa para OPEX. El Tribunal observa, en un comienzo, que estos elementos de contabilidad son aproximados. No existe prueba alguna del acaecimiento real de este “*split*”, ya sea con respecto a diversas categorías de costos o con respecto a determinados componentes más específicos. El Sr. Figuera proporciona estas cifras sin explicación ni sustento alguno de documentos o testimonios<sup>408</sup>. Además, se citan las tasas de inflación aplicables en Venezuela en ese momento, aunque sin el sustento de pruebas. Asimismo, estas tasas se aplican a una gran cantidad de costos sin determinar si el *split* del 30%/ 70% para bolívares es realmente pertinente con respecto a cada componente.

623. La misma observación es aplicable al *split* que la Demandada y sus peritos valuadores han realizado entre partes de gastos incurridos en bolívares o en dólares estadounidenses. La prueba documental de la que dispone la Demandada permitiría sin lugar a dudas identificar si ese *split* realmente tuvo lugar, y de ser así, en qué medida. Además, las pruebas también habrían revelado si el *split* de 30:70 adoptado por los peritos de la Demandada se aplicó efectivamente en esta proporción durante todo el período comprendido entre los años 2007 y 2015 o 2016, o si algunos costos en los que se incurrió inicialmente en una de estas divisas no fueron trasladados a gastos incurridos en la otra divisa en caso de que la inflación u otras influencias macroeconómicas tornaran aconsejable ese traslado.

624. El Tribunal considera que el *split* que atribuye a los costos incurridos en bolívares un porcentaje sustancialmente mayor en OPEX que en CAPEX es razonable dado que los documentos que obran en el expediente sugieren que una parte importante de los costos relacionados con el OPEX se incurrieron en la moneda local de Venezuela. En efecto, cuando observa el *split* adoptado en los modelos del año 2006 entre las partes de determinados costos de los que se da cuenta en dólares estadounidenses o en bolívares, parece que, para Petrozuata (a diferencia de Hamaca), los participantes del Proyecto habían modelado el *split* monetario de manera diferente<sup>409</sup>, algunas

---

<sup>407</sup> Cf. TR-S, Audiencia de septiembre de 2017, Día 16, págs. 4340:13-4341:2 (Preziosi), 4342:11-17 (King); Día 17, pág. 4642:3-13 (Preziosi).

<sup>408</sup> Cf. Figuera, Tercer Testimonio Suplementario, 15 de agosto de 2014, párr. 59.

<sup>409</sup> Cf. MEC, págs. 41-43/pdf (LECG-085).

veces, adoptando partes en bolívares superiores al 30% que prefiere la Demandada en lo que respecta al CAPEX y, otras veces, contando con una parte superior al 30% aplicable a la parte del OPEX expresada en dólares estadounidenses. El Tribunal observa que distintos costos tenían su *split* individual. Sería prácticamente imposible determinar el *split* exacto tomando cada elemento y subelemento. Sin embargo, la Demandada proporciona un *split*<sup>410</sup> que no es refutado por las Demandantes y parece razonable luego de analizar la documentación disponible. Por lo tanto, el Tribunal adoptará este *split*.

625. El Tribunal entiende que los índices de inflación reflejan un impacto en los precios en función de la divisa a la cual se encuentran vinculados. La dificultad en la cuestión que nos ocupa resulta del hecho de que una serie de componentes de los costos involucran dólares estadounidenses y bolívares, cuando estas dos divisas son aplicables a partes específicas de un mismo costo. Por lo tanto, en la medida en que sea relevante, la inflación debe determinarse por separado para cada divisa. En este sentido, el Tribunal aprueba la posición de la Demandada según la cual la inflación que tiene lugar en el mercado venezolano debe tenerse en cuenta a sus propias tasas en el caso de gastos expresados en bolívares. El Tribunal no acepta las tasas de inflación conocidas en el mercado estadounidense que han planteado los peritos de las Demandantes<sup>411</sup>.

626. La Demandada introduce otro ajuste basado en el supuesto de que el 30% de los costos operativos totales (OPEX) son variables, como consecuencia de lo cual la producción de EHCO proyectada por el MEC debiera corregirse en un 30% sobre la base del volumen de producción de EHCO estimado por la Demandada. Si este último volumen es inferior, el OPEX correspondiente debería reducirse en consecuencia<sup>412</sup>. El Tribunal no adopta la posición de la Demandada con respecto a la producción de EHCO, basada en las conclusiones del Sr. Patiño. Por lo tanto, no sigue el cálculo de la Demandada y sus peritos en función de este supuesto.

627. Si la prueba documental se hubiera presentado ante el Tribunal, también habría permitido identificar los tipos de cambio aplicables. El expediente que obra ante el Tribunal contiene una cantidad considerable de facturas en las que se aplicó el tipo oficial. Si esta fue la conducta adoptada dentro de los Proyectos, se esperaría que los peritos valuadores de las Demandantes demostraran con pruebas convincentes que esta conducta era realmente inapropiada ya que podía ser revertida. En este sentido, los peritos de las Demandantes no aportan más que afirmaciones

---

<sup>410</sup> Cf. Brailovsky y Flores, Informe de Experto Consolidado sobre Valuación, 17 de noviembre de 2016, párrs. 154-181, 300-305.

<sup>411</sup> Cf. Abdala/Spiller, Informe de Actualización Consolidado, 17 de noviembre de 2016, párrs. 61/62, 153.

<sup>412</sup> Cf. Estimación de Costos para Petrozuata, págs. 14, 43/44, 48, 52/53, 56/57, y Hamaca, págs. 15, 55, 59/60, 64/65, 69/70, 74; Brailovsky/Flores, Informe de Experto Consolidado sobre Valuación, 17 de noviembre de 2016, párrs. 308, 315. La Demandada hace referencia al Testigo Figuera, Testimonio, 20 de julio de 2009, notas al pie 28, 31; Tercer Testimonio Suplementario, 15 de agosto de 2014, párrs. 59, 97, donde se afirma que el 30% de los OPEX son variables y se relacionan con el volumen de producción de CCO.

hipotéticas sobre la disponibilidad de tipos más favorables mediante la “gestión del tipo de cambio”<sup>413</sup> [Traducción del Tribunal]. No se demuestra cómo el “gerente privado” de los peritos habría optimizado cada uno de los costos de manera más favorable que los costos reales incurridos. Los peritos debieron admitir que su utilización del “mercado paralelo” plantea una cuestión jurídica<sup>414</sup>; no pudieron excluir la objeción de promover acciones ilegales en el mercado negro<sup>415</sup>. El Tribunal no coincide con las Demandantes cuando alegan que la Demandada “convertía nuevamente” en dólares estadounidenses gastos en los que se incurriera inicialmente en bolívares y sujetos a tasas de inflación venezolanas. El Tribunal interpreta que la Demandada ha vinculado la parte de un costo expresada en bolívares a la tasa de inflación local (utilizada desde el año 2006, año base para el MEC) y agregado el monto resultante a la fracción restante en dólares estadounidenses aplicando el tipo de cambio pertinente, incluyendo ambos elementos en el índice de inflación de CAPEX y OPEX de sus peritos.

### c. Perforación

628. El Tribunal toma este primer componente de la lista de CAPEX, que es una de esas cuestiones en las que la carencia de pruebas y explicaciones es verdaderamente lamentable. La Demandada utiliza las proyecciones del Sr. Patiño, incluidas la separación de la perforación de pozos nuevos y la reparación de pozos existentes año tras año. Las cifras que determinó de este modo se vinculan a sus conclusiones sobre la tasa de declinación y otras particularidades que lo llevaron a creer que ninguno de los dos Proyectos alcanzaría de manera exitosa los objetivos de producción de EHCO y CCO. El Tribunal concluye que este enfoque no es adecuado y deriva en proyecciones alejadas de la producción real y de la capacidad de mejoramiento de cada uno de los Proyectos. Por lo tanto, el Tribunal no puede adoptar las cifras y su divulgación anual como base para determinar los costos de perforación.

629. El uso que hace la Demandada de las cifras del Sr. Patiño permite, sin embargo, identificar la cantidad total de pozos que se han de perforar, que fuera considerada por el Sr. Patiño sobre la base de las proyecciones iniciales reflejadas en el testimonio del Sr. Figuera. El Tribunal ha explicado que esta cantidad total de pozos, tal como se determinara al comienzo de los Proyectos, es muy cercana, si no idéntica, a aquella que puede hallarse en los modelos del año 2006. A la luz de la posición de la Demandada en cuanto a la determinación de los costos de perforación, no es necesario que el Tribunal desarrolle un enfoque propio para contemplar que se perforen más pozos y se computen como CAPEX.

---

<sup>413</sup> Cf. Abdala/Spiller, Informe de Actualización Consolidado, 17 de noviembre de 2016, párrs. 63/64, 148, 153-162. En su documento que sirve de prueba, las tasas se registran, para Secad II, desde el 24 de marzo de 2014 y, para Simadi, entre el 2 de diciembre de 2015 y el 3 de julio de 2016 (CLEX-095); esta presentación es claramente incompleta e inútil para la evaluación que ha de realizar el Tribunal.

<sup>414</sup> Cf. TR-S, Audiencia de marzo de 2017, Día 13, págs. 2185:1-2186:5 (Abdala).

<sup>415</sup> Cf. Escrito Post-Audiencia de 2017 de la Demandada, párr. 171.

630. Claramente, el Tribunal preferiría basarse en pruebas de los costos reales de perforación experimentados por los Proyectos. Las Demandantes están en lo cierto al suponer que esta información habría permitido una evaluación más precisa de la valuación *ex post* en este sentido. Por lo tanto, el Tribunal recurrirá a las tasas de inflación para actualizar los costos de perforación a su leal saber y entender sobre la base del expediente. Encuentra respaldo para proceder de esta manera en la postura adoptada por ambas Partes, en tanto las Demandantes y la Demandada se basan en índices de inflación para explicar de qué modo progresan los costos, aunque están en desacuerdo respecto de los índices que han de considerarse pertinentes.

631. La posición de la Demandada se define mediante una lista de pozos nuevos, perforaciones y pozos de reemplazo que se proporcionarían cada año entre 2007 y 2016<sup>416</sup>. Para cada año, el monto total de costos se presenta en dólares estadounidenses. No se menciona prueba específica alguna, con excepción de la referencia a las conclusiones del Sr. Patiño<sup>417</sup>, que se han basado en las instrucciones que recibió acerca de la declinación de los pozos, y no en las capacidades reales de los Proyectos. Los peritos valuadores de la Demandada reproducen las mismas cifras. No utilizan las cifras que el Sr. Figuera consigna en su primera Declaración Testimonial<sup>418</sup>. Sobre esta base, el Tribunal no puede arribar a conclusión alguna. Los costos correspondientes a los pozos nuevos, los pozos reparados o las perforaciones son diferentes para cada categoría, y es necesario identificarlos y traducirlos en montos reales. Los costos de los pozos han sido objeto de debate entre las Partes, pero ese debate no da lugar a ninguna conclusión útil. Por otra parte, los costos proyectados en el año 2006 no han sido refutados según fueran determinados en ese momento, sino que simplemente se ha considerado que deben ser actualizados a lo que puede aceptarse como correcto en términos reales y a futuro<sup>419</sup>. Por lo tanto, el Tribunal tomará los costos de perforación según fueran receptados en los modelos y – a falta de pruebas sobre los costos reales – los ajustará mediante los índices de inflación relevantes. Además, el Tribunal observa que la misma conclusión es aplicable a los costos de reparación de los pozos que la Demandada agregó a los costos OPEX de Petrozuata y Hamaca como componente separado, supuestamente sobre la base de la pericia del

---

<sup>416</sup> Estimaciones de Costos para Petrozuata, pág. 19, y Hamaca, pág. 26.

<sup>417</sup> Apéndices 81 y 84 (nuevamente no se consideran los Apéndices 89 y 90). El Sr. Patiño no aportó pericia sobre los costos relacionados con los pozos; hace comparaciones de costos, pero sin proporcionar cifras. Menciona que, en el caso *Mobil*, un perito declaró que la reparación de un pozo costaría USD 360.000.-; cf. Informe de Experto, 18 de agosto de 2014, nota al pie 12; Informe de Experto Consolidado, 17 de octubre de 2016, notas al pie 179, 306. Esta información se relaciona con la reparación de pozos únicamente, es poco confiable y no constituye prueba; los peritos de la Demandada utilizan la misma cifra, sin ninguna otra verificación. La Demandada no puede alegar costos de reparación de pozos “con base en el testimonio experto del Sr. Patiño” (Estimaciones de Costos para Petrozuata, pág. 59, y Hamaca, págs. 25/26); este informe no contiene dicha información basada en el conocimiento del Sr. Patiño [Traducción del Tribunal].

<sup>418</sup> Testimonio, 20 de julio de 2009, párr. 29, pág. 19.

<sup>419</sup> Por ejemplo, se ha mencionado en reiteradas oportunidades un monto de USD 3,5 millones, aunque no queda claro si esta suma incluye solo la perforación o también equipos separados, caminos y macollas. Cf. Testigo Lyons, TR-S, Audiencia de 2010, Día 5, págs. 1187:20-1189:20; Audiencia de febrero de 2017, Día 7, págs. 417:13-419:1.

Sr. Patiño, aunque, evidentemente, el informe del Sr. Patiño no contiene esta información, que, de todas maneras, no se basaría en evidencia alguna. Habida cuenta de que los costos de reparación de los pozos no se encuentran identificados por pruebas, se mantienen incluidos en los costos *upstream* con base en el MEC de donde la Demandada sugirió que han de eliminarse.

632. El Tribunal advierte que la selección inicial de la parte de pozos nuevos o pozos de reemplazo de cada año es incierta. En ausencia de pruebas respecto de la secuencia real de perforación durante el período histórico, que solo la Demandada podría proporcionar, las proyecciones del año 2006 constituyen, sin embargo, un buen indicador del avance de la configuración de los pozos, que se encuentra en la base de la producción de EHCO durante los años que siguieron a la expropiación. Una simple suma del total de pozos perforados durante la vida del Proyecto posteriormente recalculada por promedios anuales parece mucho más incierta que la secuencia de perforación proyectada en el año 2006. Con respecto a Petrozuata, se puede agregar un elemento adicional de confirmación: la secuencia de perforaciones presentada en el MEC para los años 2011 a 2022 corresponde exactamente a los números de pozos que se deben agregar según alegó el Sr. Figuera en su primera Declaración Testimonial. Surge una gran diferencia para el año 2023, pero el Tribunal no considerará costos de perforación en ese año, inmediatamente antes de la importante caída de la producción del Proyecto. Para los años 2007 a 2010, el Tribunal considerará las cifras del MEC. A la luz de la convincente presentación incluida en el MEC para Petrozuata, el Tribunal considerará asimismo las mismas cifras para Hamaca. A los fines de este cálculo, el Tribunal ha aplicado el *split* entre bolívares y dólares estadounidenses pertinente en ese momento, utilizando el índice de inflación de CAPEX aplicable a cada divisa.

Costos de Perforación						
	Petrozuata			Hamaca		
	MEC	Índice de inflación CA-PEX	Total MM USD	MEC	Índice de inflación CA-PEX	Total MM USD
2007 ½	49.100	1,19	58.429	7.977	1,19	9.493
2008	54.011	1,42	76.696	60.259	1,42	85.568
2009	55.281	1,49	82.369	53.432	1,49	79.614
2010	43.718	1,28	55.959	7.001	1,28	8.961
2011	33.135	1,45	48.046	36.237	1,45	52.544
2012	46.312	1,59	73.636	58.473	1,59	92.972
2013	50.480	1,56	78.749	65.665	1,56	102.437
2014	47.137	1,89	89.089	68.980	1,89	130.372
2015	48.748	2,70	131.620	59.367	2,70	160.291
2016	55.085	1,03	56.738	43.050	1,03	44.342
2017	45.888	1,53	70.209	55.729	1,53	85.265
2018	55.334	1,33	73.594	60.291	1,33	80.187
2019	59.501	1,32	78.541	38.515	1,32	50.840
2020	62.234	1,33	82.771	42.060	1,33	55.940
2021	78.581	1,34	105.299	40.085	1,34	53.714
2022	88.033	1,36	119.725	55.784	1,36	75.866
2023	0		0	61.975	1,39	86.145
2024	0		0	67.525	1,41	95.210
2025	0		0	67.405	1,43	96.389
2026	0		0	70.455	1,46	102.864
2027				147.615	1,48	218.470
2028				70.500	1,51	106.455
2029				69.010	1,53	105.585
2030				66.890	1,56	104.348
2031				20.795	1,59	33.064
2032				0		0
2033				0		0
2034				0		0
2035				0		0
2036				0		0
1	2	3	4	5	6	7

## d. Paradas

633. La Demandada afirma con razón que las paradas posteriores a la nacionalización fueron más costosas que las que tuvieron lugar antes de la nacionalización y, en particular, las paradas pequeñas durante los primeros años de los Proyectos. Esto se debe, por un lado, a los aumentos de precios. El otro motivo, y quizás el más importante, es el aumento significativo en la cantidad de equipos analizados.

634. Sin embargo, la Demandada no puede alegar sencillamente que los Proyectos habrían generado mayores costos si no se hubiese llevado a cabo la nacionalización. Las comparaciones que ofrece la Demandada con otros proyectos son interesantes, pero no concluyentes, ya que no cuenta con información acerca del tamaño de los proyectos, la verdadera duración de las paradas, los volúmenes de EHCO y CCO tratados, y muchos otros factores necesarios para que tales análisis resulten útiles. La Demandada contribuyó a la incertidumbre al alegar que, desde el año 2009, las paradas requirieron más tiempo, básicamente 60 días, cuando los Proyectos producían grandes volúmenes de petróleo mezclado<sup>420</sup>. La Demandada no especificó el período que se agregó por tal motivo. Tampoco se midió el impacto en los costos. Sin embargo, el Tribunal no puede ignorar ese hecho.

635. La Demandada insiste en que las paradas de Hamaca realizadas por las empresas mixtas no tuvieron éxito porque no aumentaron el OSF. En vista del indiscutido objetivo de toda parada de incrementar el OSF, uno podría preguntarse cómo es posible que la Demandada reclame costos si, al mismo tiempo, alega que las paradas no cumplieron su propósito. La posición de la Demandada es claramente contradictoria. El reclamo de costos de paradas de la Demandada solo tiene sentido suponiendo que se hubiera cumplido el propósito de la parada de incrementar el OSF y que esto refleja la situación real—contrariamente a la afirmación infundada de la Demandada de OSF bajos como consecuencia de las paradas realizadas durante el período histórico.

636. La secuencia modelo de paradas periódicas era cada cinco años para Petrozuata y cada cuatro años para Hamaca<sup>421</sup>. Era una norma de la que era posible apartarse. Para Petrozuata, la parada posterior al año 2011<sup>422</sup> tendría que haber sido en el año 2015, pero se postergó hasta el año 2016

---

<sup>420</sup> Cf. TR-S, Audiencia de septiembre de 2017, Día 17, pág. 4642:3-13 (Preziosi). El expediente prácticamente no contiene información en este sentido. Junto con su Réplica de fecha 31 de julio de 2017, la Demandada presentó un Anexo 9 relacionado con la Parada de PetroPiar del año 2009, en el que explicó el manejo de tanques para la producción simultánea de Mery y crudo comercial (Pregunta 3).

<sup>421</sup> Cf. MEC, págs. 41-43/pdf (Petrozuata), págs. 244-246/pdf (Hamaca); TR-S, Audiencia de marzo de 2017, Día 13, pág. 2087:4-8 (Spiller).

<sup>422</sup> Apéndice 46 de Figuera, PetroAnzoátegui, Informe de Parada de octubre de 2011, 31 de marzo de 2012.

y, finalmente, no tuvo lugar<sup>423</sup>. Para Hamaca, después de la parada del año 2009<sup>424</sup>, se ejecutó un PRAC en el año 2012<sup>425</sup>, y la siguiente parada se programó para el año 2016 pero, de todas formas, se postergó. Para ninguno de los Proyectos existe un cronograma con las fechas de las próximas paradas. En vista de estas demoras, resulta poco probable que el cronograma de futuras paradas de las Demandantes (basado en el MEC) para Petrozuata (2019, 2024) y Hamaca (2020, 2024, 2028, 2032) represente la línea de tiempo real<sup>426</sup>. Las fechas de la Demandada son las mismas para Hamaca, mientras que se programa una sola parada (2020) para Petrozuata<sup>427</sup>. En vista de los intervalos poco claros de las paradas y del trasfondo también incierto de los hechos macroeconómicos que pueden afectar la adopción de una decisión tan importante como la de realizar una parada, el Tribunal no puede atribuir costos de paradas a ninguna fecha o año específico, como tampoco puede remitirse a ningún factor inflacionario o tipo de cambio determinado.

637. El expediente dificulta mucho la determinación de la cantidad de días necesarios para cada parada. La parada del año 2011 en Petrozuata duró 67 días, y no 52 días tal como se había calculado<sup>428</sup>. En Hamaca, la parada del año 2008 se programó para que durara 48 días, y, en los años subsiguientes, se previeron 36 días<sup>429</sup>. La parada del año 2009 (octubre-principios de diciembre) duró 55 días, y no los 49 días que se había planificado<sup>430</sup>. El PRAC del año 2012 tenía una duración prevista de 45 días, pero duró 82 días<sup>431</sup>. Estos indicios generan un alto grado de incertidumbre, agravado por el hecho de que el proceso real de mezcla es extenso y extiende la duración de las paradas. En base a las pruebas incluidas en el expediente, el Tribunal considera que la duración promedio razonable para una parada realizada conforme al esquema operativo de los Convenios de Asociación sería de 40 días.

638. La determinación de los costos de las paradas aumenta la incertidumbre. Por ejemplo, la Demandada explicó que los costos totales correspondientes al PRAC de PetroPiar del año 2012 se dejaron asentados no solo en el informe final sobre su implementación, sino también en los Estados

---

<sup>423</sup> Testigo Figuera, TR-S, Audiencia de febrero de 2017, Día 8, pág. 775:3-21; TR-S, Audiencia de septiembre de 2017, Día 17, págs. 4656:8-4657:4 (Preziosi).

<sup>424</sup> Apéndice 76 de Figuera, Informe Final sobre Parada de Planta PetroPiar 2009, 21 de septiembre de 2010 (también C-584). Esta parada se planificó inicialmente para el año 2008; *cf.* Figuera, Testimonio Suplementario, 26 de enero de 2010, nota al pie 203; Quinta Declaración Testimonial de Lyons, 13 de octubre de 2014, párr. 30; Segunda Declaración Testimonial, 30 de octubre de 2009, párr. 48.

<sup>425</sup> Apéndice 46 de Figuera, Informe Final de PRAC 2012, agosto de 2013.

<sup>426</sup> Réplica de las Demandantes de fecha 10 de julio de 2017, pág. 21 (Pregunta 15); *cf.* también el debate con el Abogado en TR-S, Audiencia de septiembre de 2017, Día 17, págs. 4661:3-4667:18.

<sup>427</sup> *Cf.* Respuestas de la Demandada de fecha 10 de julio de 2017, págs. 24-26 (Pregunta 15).

<sup>428</sup> Apéndice 82 de Figuera, Informe de Parada de Planta del Mejorador Petroanzoátegui, 21 octubre de 2012, pág. 1.

<sup>429</sup> Presentación del Presupuesto 2007, 12 de septiembre de 2006, pág. 3.

<sup>430</sup> Apéndice 76 de Figuera, Informe Final sobre Parada de Planta PetroPiar 2009, 21 de septiembre de 2010, pág. 5.

<sup>431</sup> Apéndice 46 de Figuera, Informe Final del PRAC 2012, PetroPiar, agosto de 2013, pág. 13.

Financieros Auditados de PetroPiar de 2012<sup>432</sup>. En estos estados, podemos encontrar efectivamente la suma de USD 313 millones<sup>433</sup>, en un texto que reza lo siguiente:

Durante el año terminado el 31 de diciembre de 2012, las adiciones a las obras en progreso comprenden, principalmente, el costo de ejecución de los proyectos de perforación y compleción de pozos de desarrollo, y construcción de facilidades por \$334,950 miles (Bs1.440.283 miles) y proyectos asociados al mejorador por \$439.068 miles (Bs1.887.988 miles), dentro los que se incluyen desembolsos relacionados con el PRAC por, aproximadamente, \$313.000 miles (Bs1.345.900 miles).

El término “incluyen” y las cifras explican la contabilidad. Los costos del PRAC se incluyeron en los “proyectos asociados al mejorador”. La suma del monto respectivo de MUSD 439.068 y los costos de perforación y conceptos relacionados establecidos en MUSD 334.950 arrojan un total de MUSD 774.018, que se ingresa en la cuenta “Obras en proceso” para el año 2012 en la sección de USD, y con la cifra de 3.328.271 en la parte de bolívares<sup>434</sup>. En otras palabras, la contabilidad incluyó los costos del PRAC en la cifra total de costos relacionados con el mejorador, con lo cual los costos del mejorador y del PRAC no habrían superado los MUSD 439.068. La Demandada, por otro lado, contempló ambos elementos por separado y tomó el costo del mejorador del MEC (es decir, MUSD 249.614), combinado con el índice de inflación (es decir, MUSD 285.259), para obtener el PRAC (USD 313 millones) en un total combinado de MUSD 598.459. Si bien puede que toda conclusión extraída de esta observación sea incierta a un nivel más general, lo cierto es que las cifras presentadas en relación con los costos de paradas (CAPEX) y del Mejorador (OPEX) en la Estimación de Costos de la Demandada para Hamaca correspondiente al año 2012 se superponen, en parte, en la suma de MUSD 159.391, según los Estados Financieros de ese año.

639. Las Partes discrepan en cuanto a los montos aceptables de los costos de paradas anteriores en el período histórico y con respecto a los costos que se proyectarán para futuras paradas. Por lo general, las paradas siempre superaron los cálculos estimados de costos. La parada del año 2011 de Petrozuata tuvo un presupuesto de 597,7 MMB, pero finalmente necesitó 1110 MMB<sup>435</sup>. La parada proyectada para el año 2015 se estimó en USD 350 millones<sup>436</sup>. La parada de Hamaca del

<sup>432</sup> Escrito Post-Audiencia de la Demandada, párr. 151 y nota al pie 241.

<sup>433</sup> CLEX-94, pág. 236/pdf; TR-S, Audiencia de marzo de 2017, Día 15, pág. 2781:1-6 (Kahale).

<sup>434</sup> CLEX-094, pág. 234/235/pdf.

<sup>435</sup> Apéndice 82 de Figuera, Informe de Parada de Planta del Mejorador PetroAnzoátegui, 21 octubre de 2012, págs. 1, 7, 24, 29. A un tipo de cambio de 4,3, el monto total sería de USD 258 millones. Sin embargo, la Demandada reclama USD 236 millones, sobre la base del Tercer Testimonio Suplementario de Figuera, 15 de agosto de 2014, párr. 97, pág. 69, también informado en la Estimación de Costos para Petrozuata, pág. 33; Brailovsky/Flores, Apéndice 406, CAPEX (PZ). El monto en cuestión no se identificó en los Estados Financieros (CLEX-093).

<sup>436</sup> Testigo Figuera, TR-S, Audiencia de febrero de 2017, Día 8, págs. 775:22-776:22, 782:12-14.

año 2009 tuvo costos reales de MUSD 223,7, mientras que se presupuestaron MUSD 210<sup>437</sup>. El PRAC 2012 se estimó en MMUSD 225, pero finalmente requirió USD 313 millones<sup>438</sup>. El Tribunal considera que las pruebas son insuficientes<sup>439</sup>. Además, la mezcla extendió la duración de las paradas; el Tribunal debe afrontar el problema no resuelto de traducir este hecho en el cálculo de costos.

640. El Tribunal utilizará a modo de orientación los costos reales presentados a través de los informes que obran en el expediente. En las circunstancias, resulta imposible suponer una división específica de monedas<sup>440</sup>. Con respecto a los costos del PRAC de PetroPiar del año 2012, el Tribunal reduce el monto reclamado de USD 313 millones en MUSD 159.391, con lo cual deduce el doble pago que reclama la Demandada sobre la base del monto inflado que se toma del MEC (MUSD 285.259) sumado a los costos del PRAC del año 2012, el cual se considera exagerado en vista de los Estados Financieros de 2012 que revelan un gasto total para el mejorador de MUSD 439.068, que incluye los costos del PRAC.

641. En cuanto a futuras paradas, el Tribunal enfrenta dos posturas opuestas: las Demandantes hacen referencia a las cifras modelo del MEC, mientras que la Demandada reclama interminables aumentos de precios. Las proyecciones financieras acerca de las paradas de los años 2015<sup>441</sup> y 2016<sup>442</sup> son excesivas, y, en cualquier caso, no se presenta ninguna prueba convincente o explicación que las sustente. El Tribunal tiene en mente las superposiciones con la situación contable dedicada al mantenimiento del mejorador habida cuenta de la experiencia con el PRAC de PetroPiar del año 2012. El Tribunal considera que el monto de USD 300 millones por parada (o PRAC), dividido en partes iguales por año durante un período de cuatro años hasta el final de la vida útil de cada Proyecto (respectivamente, un momento razonable antes del cese de la producción), representa un pronóstico razonable. Asumiendo una parada por Proyecto en el año 2018, el Tribunal

---

<sup>437</sup> Apéndice 76 de Figuera, Informe Final sobre Parada de Planta PetroPiar 2009, 21 de septiembre de 2010, págs. 5, 65.

<sup>438</sup> Apéndice 46 de Figuera, Informe Final del PRAC 2012, PetroPiar, agosto de 2013, págs. 6, 59, 81, 113/pdf.

<sup>439</sup> El perito de las Demandantes, el Sr. Earnest (Informe de Experto Consolidado, 17 de octubre de 2016), observó que los gastos de mantenimiento previstos por el Sr. Figuera “superaron ampliamente” los requeridos por un operador competente (párr. 86), que el costo de USD 335 millones para la Parada de Petrozuata del año 2015 fue “irracionalmente alto” (párr. 88) y, en conclusión, que los costos proporcionados en el testimonio del Sr. Figuera son “altamente excesivos” y “poco confiables” (párr. 93) [Traducción del Tribunal].

<sup>440</sup> Hubo una división de 50:50% entre bolívares y USD, que permaneció incierta ante la falta de pruebas documentales y la imposibilidad de determinar las fechas reales. Cf. TR-S, Audiencia de marzo de 2017, Día 12, págs. 1867:6-14 (Kahale, Spiller), 1869:19-20 (Kahale).

<sup>441</sup> Estimación de Costos de la Demandada para Petrozuata, pág. 33: USD 457.576.000. Un plan presupuestario contempló un gasto de USD 1.118,81 millones; C-571; Earnest, Evaluación Técnica del Rendimiento del Mejorador Hamaca y Petrozuata, 13 de octubre de 2014, Anexo 04. Cf. TR-S, Audiencia de febrero de 2017, Día 10, págs. 1262:5-1266:19 (debate con el Sr. Earnest sobre el impacto del tipo de cambio). La lista final de trabajos de la parada de Petrozuata del año 2015 no permite sacar conclusiones con respecto a los costos (cf. Apéndice 141 de Figuera).

<sup>442</sup> Estimación de Costos de la Demandada para Hamaca, pág. 42: USD 512.913.000.

concluye que no se pueden verificar, de manera razonable, más paradas en Petrozuata antes de que el Proyecto afronte una caída abrupta en el año 2023, mientras que, en Hamaca, podría haber otras dos paradas o PRAC después de la que se prevé para el año 2018.

e. Otros CAPEX y OPEX basados en el MEC

642. El Tribunal no reiterará lo que ya expresó respecto de la inflación y del tipo de cambio. El Tribunal procede a tratar, con respecto a Petrozuata, los CAPEX de Instalaciones *Upstream*, Instalaciones del Mejorador y G&A, y, para Hamaca, los CAPEX dentro de las mismas categorías que Instalaciones *Upstream*, Instalaciones del Mejorador<sup>443</sup>, Desarrollo de G&G (Exploración) y G&A (Gastos Generales y Administrativos).

643. En estas cuestiones, tal como se explicara *supra*, el Tribunal utilizará las cifras proyectadas en el MEC, que ninguna de las Partes objetó, para luego aplicar el tipo de cambio y el índice de inflación combinado que sugiere la Demandada. Las cifras resultantes se consignarán *infra*.

644. La misma metodología se aplica a los costos similares dentro de la categoría de OPEX, con una diferencia importante. En esencia, las Partes vuelven a basarse en las cifras de base incluidas en el MEC, en el caso de Petrozuata, respecto de *Upstream*, Mejorador, G&A, más “Terceros”, mientras que, para Hamaca, se mantienen las mismas categorías, con la salvedad de que se elimina “Terceros” y se agrega “Marketing”. El Tribunal acepta que el impacto de la inflación con respecto a la parte de los costos en bolívares se basa en el correspondiente índice de inflación venezolano, aunque invirtiendo la proporción entre las dos divisas, tomando para OPEX un 70% en bolívares y un 30% en USD. El Tribunal advierte que el índice de inflación de los OPEX difiere ligeramente del índice de inflación de los CAPEX. Estas categorías no responden en proporciones iguales ante el impacto de los precios fluctuantes del petróleo<sup>444</sup>. Las Demandantes no plantean ninguna otra objeción en este sentido, tal como se comentara *supra*, y no impugnan las cifras que utilizan la Demandada y sus peritos. Las cifras resultantes se consignarán *infra*.

645. La Demandada añadió otra corrección a los OPEX al suponer volúmenes de EHCO basados en términos reales para los años 2007 y 2008, y en las proyecciones preparadas por el Sr. Patiño para años posteriores, y luego ajustar el 30% de los OPEX en consecuencia<sup>445</sup>. La producción de EHCO especificada en las conclusiones del Sr. Patiño se basa en puras especulaciones y no puede afectar el cálculo de costos de modo alguno. Además, la Demandada no explica por qué dicho ajuste debe limitarse a un 30% de los OPEX.

---

<sup>443</sup> Sujeta a eliminación de USD 30 millones en 2008 para trabajos en la unidad de coque.

<sup>444</sup> Cf. Estimación de Costos para Petrozuata, pág. 41.

<sup>445</sup> Cf. *ibidem*, págs. 43/44, 48, 52/53, 56/57.

646. El Tribunal recuerda, asimismo, las pruebas de que el impacto de los cálculos de costos en los ingresos de las Demandantes y sus reclamaciones de indemnización pueden guardar relación con sucesos que ocurrieron solamente desde la expropiación, que es posterior al 26 de junio de 2007 (o, por motivos prácticos, 1 de julio de 2007). La Demandada presentó reclamaciones de costos por CAPEX en Petrozuata, en las cuales la cifra corresponde a todo el año 2007<sup>446</sup>. Dichos montos deben dividirse por la mitad.

f. CAPEX y OPEX adicionales

647. Para Petrozuata, el concepto “Otros” en CAPEX comprende dos elementos: (i) extinción de incendios; y (ii) reparaciones por incendios y restauración de instalaciones de manejo de sólidos. Los costos correspondientes no se habían contemplado en el año 2006. Sin embargo, las Demandantes no pueden oponerse a los costos que no se previeron pero que se relacionan estrechamente con los Proyectos, de manera que se presentan como consecuencias dentro de una serie de acontecimientos previsibles en un Proyecto operado con cautela.

648. Por lo tanto, el Tribunal considera que la mejora de los sistemas de extinción de incendios en los años 2012 a 2014 es algo normal en la industria petrolera y que, aún en casos en los que los costos superan el mínimo requerido, tales costos se relacionan razonablemente con el Proyecto y deben ser avalados por sus socios. Esto también es cierto si no puede demostrarse que ese gasto fue requerido por una aseguradora<sup>447</sup>. El Tribunal considera el gasto total de USD 10.732.625 establecido sobre la base del conjunto de documentos contractuales y las facturas proforma presentadas<sup>448</sup>. Sin embargo, la división entre los tres años no es clara ni se explica. El Tribunal procederá a dividir el total en tres partes iguales durante los años 2012 a 2014.

649. En cuanto a las *reparaciones por incendios y la restauración de instalaciones de manejo de sólidos*, el Tribunal observa que este costo derivó supuestamente de un incendio en esas instalaciones que, sin duda, fue un hecho accidental y anormal, imprevisible en el curso habitual de esta actividad comercial. Cabe señalar, en primer lugar, que la restauración de las instalaciones se presenta como un costo de oportunidad separado<sup>449</sup>; no se relaciona necesariamente con el incendio, pero parece haber sido oportuna cuando hubo que atender las consecuencias del incendio. Todas

---

<sup>446</sup> Cf. *ibídem*, págs. 24 (G&A), 27 (Instalaciones *Upstream*), 30 (Instalaciones del Mejorador).

<sup>447</sup> Ya que esto fue objetado por las Demandantes (Estimación de Costos para Petrozuata, pág. 38) y por el Sr. Earnest, Informe de Experto Consolidado, 17 de octubre de 2016, párrs. 112/113.

<sup>448</sup> Apéndice 148 de Figuera; Estimación de Costos para Petrozuata, Anexo I. En julio de 2014, se previó una mejora adicional en el sistema de extinción de incendios por USD 100 millones, un monto que no se incluye en la Estimación de Costos (cf. Figuera, Tercer Testimonio Suplementario, 15 de agosto de 2014, párr. 97; Apéndice 83).

<sup>449</sup> Estimación de Costos para Petrozuata, Anexo III, en la cual se brinda una lista de las facturas contenidas en el Apéndice 146 de Figuera.

las facturas relacionadas con la restauración de las instalaciones datan de los años 2012 o 2013<sup>450</sup>, más de tres años después del incendio, que ocurrió a principios del año 2009<sup>451</sup>. Por lo tanto, el Tribunal no puede considerar esta parte del costo, ya que no hay pruebas de que dicho costo se haya originado como consecuencia del incendio y habría sido parte de un escenario contrafáctico.

650. La naturaleza accidental de ese incendio demuestra que no puede haber conexión con ninguna participación eventual de ConocoPhillips en el Proyecto después de junio de 2007. Además, no es cierto que la efectiva dirección del Proyecto fuese inmune a cualquier obligación de su parte de cubrir los costos de las reparaciones. De los supuestos costos totales de casi USD 49 millones, el seguro cubría solo USD 11 millones<sup>452</sup>. No hay pruebas que expliquen por qué el seguro no cubría un monto mayor y si dicha consecuencia provenía del marco contractual. Además, no se brindó ningún tipo de explicación que ayude al Tribunal a comprender la división de los costos de reparación por incendio y restauración en relación con la misma instalación. Hubo otro debate ante el Tribunal que demostró la falta de pruebas y la poca información disponible respecto de la secuencia de los hechos y su interrelación<sup>453</sup>. Por todos estos motivos, el Tribunal no acepta el costo de reparación por incendio y restauración de la instalación de manejo de sólidos.

651. La Demandada no suministró información clara acerca de la cobertura del seguro de los Proyectos. Se dijo que el seguro disponible no cubría daños materiales. No hay pruebas sobre este punto. El expediente tampoco contiene pruebas documentales respecto de pólizas de seguro, solicitudes de pago por parte de la empresa aseguradora, facturas, etc. El Artículo 8.8 del Convenio de Asociación Hamaca (C-22) establecía la obligación de contratar y mantener seguros para cubrir, *inter alia*, la propiedad, el control de pozos y la responsabilidad, de modo que se permitiera el reaseguro<sup>454</sup>. La Circular de Oferta de Petrozuata del año 1997 disponía que la Empresa estaría obligada a mantener los seguros habituales para este tipo de proyecto, incluidos el seguro por interrupción de las actividades comerciales y el seguro de bienes, que cubrieran todo tipo de riesgos de daños materiales o pérdidas (C-75, págs. 26, 51, 89/90). El Tribunal advierte que la reunión de la Junta de Hamaca aprobó en 2006 un seguro de responsabilidad de terceras partes por reclamos

---

<sup>450</sup> *Ibidem*, Anexo III.

<sup>451</sup> No hay fecha precisa en el expediente del Tribunal. El primer contrato que contempló la reparación de las instalaciones se firmó el 8 de enero de 2009; *cf.* Apéndice 142 de Figuera. El Abogado de la Demandada confirmó que fue a principios del año 2009; TR-S, Audiencia de septiembre de 2017, Día 16, pág. 4504:7-12 (Preziosi).

<sup>452</sup> Estimación de Costos para Petrozuata, Anexo II. El Apéndice 142 de Figuera incluye documentos contractuales y facturas, sin ninguna explicación. *Véanse, también*, Respuestas de la Demandada de fecha 10 de julio de 2017, pág. 19 (Pregunta 11), y la tabla adjunta al Informe de Experto Consolidado del Sr. Earnest, 17 de octubre de 2016, Anexo 10. Al leer el informe de la inspección gubernamental en la Faja Petrolífera del Orinoco de fecha 31 de julio de 2015, pág. 29 (C-649), surgen dudas acerca de la seriedad del trabajo realizado.

<sup>453</sup> *Cf.* TR-S, Audiencia de septiembre de 2017, Día 16, págs. 4485:11-4514:8.

<sup>454</sup> Se pueden encontrar disposiciones más detalladas en el Artículo 11 del Convenio Operativo, Anexo F, que establece que los tipos de seguro cubrirán todo riesgo de daño físico a bienes muebles e inmuebles (III), cuya cobertura ha de entenderse como seguro primario (V).

en relación con la responsabilidad de los productos (con un límite de indemnización de USD 100 millones) y daños, y un seguro de daños a la propiedad e interrupción del negocio, que cubriera todos los riesgos por pérdida física directa o daño (con un límite de indemnización de USD 950 millones)<sup>455</sup>. En algunos Estados Financieros se incluyeron gastos de seguro<sup>456</sup>. Se puede suponer que la situación no fue muy distinta para Petrozuata. En vista de esta información, la Demandada habría tenido que demostrar que dicho seguro no se contrató o bien no cubría más de USD 11 millones. La falta de pruebas sobre cobertura de seguros afecta a varios otros presuntos costos que *prima facie* podrían ser amparados por un seguro.

652. La Demandada menciona, en relación con la instalación de manejo de sólidos, otro concepto que cubre un monto importante de costos con respecto al “*transporte por camión*”. Explica que las dificultades operativas y la falta de disponibilidad de instalaciones para el manejo de sólidos requirieron el transporte de enormes pilas de sólidos—mayormente, coque—hacia otros lugares, para lo cual se necesitaron muchos camiones y empleados por un cierto número de años. La Demandada explica que esto fue consecuencia de la necesidad de restaurar las instalaciones y, en última instancia, el resultado del incendio que ocurrió en el año 2009.

653. El Tribunal observa que el acaecimiento fáctico de estos hechos suscita más dudas acerca de la relación que alega la Demandada entre estos tres elementos fundamentales: incendio – restauración de las instalaciones – necesidad de transportar el coque hacia otros lugares. Cuando un incendio dañó las instalaciones a comienzos del año 2009, el Proyecto tardó más de cinco meses en firmar el primer contrato de transporte de coque<sup>457</sup>. En ese entonces, las instalaciones estaban disponibles debido a las reparaciones básicas que se realizaron después de tres meses<sup>458</sup>. El transporte comenzó en el año 2009, aunque se intensificó recién en el año 2011 y se extendió hasta 2014. Esto se refleja en los montos de los costos en USD que menciona la Demandada y que se encuentran justificados por pilas de facturas que suministró el Sr. Figuera sin explicación: 13.328.992 (2009), 3.001.293 (2010), 35.322.929 (2011), 96.351.310 (2012), 64.466.776 (2013), 66.784.443 (2014)<sup>459</sup>—lo que arroja un total de USD 279.255.742. Estas cifras demuestran

<sup>455</sup> Apéndice 25 de Figuera, Reunión de la Junta Directiva de Hamaca, 18 de mayo de 2006, págs. 11/12.

<sup>456</sup> *Cf.*, Estados Financieros de Hamaca/PetroPiar (CLEX-094) correspondientes a los años 2009 y 2010 (pág. 151/pdf), 2012 (pág. 298/pdf), 2013 (pág. 298/299/pdf), por montos de entre USD 3.691 y 7.112 millones.

<sup>457</sup> Contrato de fecha 18 de junio de 2009; *cf.* Apéndice 143 de Figuera. En la Estimación de Costos de la Demandada, el primer contrato fue de fechas 4 de septiembre de 2009 (Hamaca, Anexo VIII) y 18 de noviembre de 2009 (Petrozuata, Anexo IV), respectivamente.

<sup>458</sup> Respuestas de la Demandada de fecha 10 de julio de 2017, pág. 18 (Pregunta 11). En el informe de pérdida de oportunidades, se señaló la falta de disponibilidad de la instalación para agosto de 2009; *cf.* Apéndice 73 de Figuera, pág. 10/pdf. El Testigo Figuera no pudo confirmar que se haya concluido la reparación de la instalación de manejo de sólidos: TR-S, Audiencia de febrero de 2017, Día 8, pág. 793:5-17.

<sup>459</sup> *Cf.* Estimación de Costos para Petrozuata, Anexo IV. La mayoría de las facturas para los años 2009-2014 se incluyen en el Apéndice 143 de Figuera, mientras que parte de las facturas correspondientes al año 2014 supuestamente se incluyen en el Apéndice 172 de Figuera, que no se exhibió ante este Tribunal. Véase Estimación de Costos para Hamaca, Anexo VIII, y Apéndice 144 de Figuera. Otra lista de contratos suministrada por PDVSA e incluida en el

que más del 90% de los costos de transporte se refieren a los años 2011 a 2014. Por ende, la inversión en transporte de coque no fue consecuencia del incendio y de la restauración de la instalación de manejo de sólidos. Tuvo otras razones logísticas que no tienen nada que ver con el plan operacional basado en los Convenios de Asociación y el escenario contrafáctico. Si la instalación requiriese más reparaciones, tendrían sentido los costos adicionales reclamados, tales como los USD 203 millones presupuestados para la modernización y expansión de la instalación<sup>460</sup>. Esto no se ha hecho.

654. El Tribunal simplemente recuerda que anteriormente rechazó un costo que la Demandada asignó a “*reparaciones de pozos*” como OPEX que no se basa en ninguna prueba del expediente del Tribunal; el Sr. Patiño invoca, sin ninguna otra verificación, la declaración de otro individuo que compareció como testigo en el arbitraje del caso *Mobil*.

655. Por último, el Tribunal señala que, si bien hay varios estados financieros en su expediente (CLEX-093), la Demandada declaró que no se basa en ninguno de ellos<sup>461</sup>. Estos estados financieros cubren el período comprendido entre julio de 2007 y el año 2008 y desde el año 2011 hasta el año 2014. La Demandada explica que los estados financieros correspondientes a los años 2009-2010 no estaban disponibles porque, desde el 1 de enero de 2009, Petrozuata habría transferido a PDVSA sus activos y riesgos relacionados. Sin embargo, este argumento no es suficiente para sostener que toda la información recabada sobre los estados financieros de PDVSA es poco confiable. En cualquier caso, las cifras que menciona la Demandada en sus Estimaciones de Costos como representativas de los estados financieros difieren tanto de los costos que reclama la Demandada en este procedimiento que difícilmente puedan considerarse prueba a efectos del procedimiento que nos ocupa<sup>462</sup>. El Abogado de la Demandada declaró ante el Tribunal que los estados financieros constituyen prueba de los gastos de los Proyectos<sup>463</sup> e invocó estas cuentas en varias ocasiones<sup>464</sup>. Esta posición es contradictoria con la declaración que realizó la Demandada en sus Estimaciones de Costos.

656. Para Hamaca, la Demandada enumera varios costos adicionales, el primero de los cuales se relaciona con un *equipo de generación de electricidad* en la suma de USD 94.800.000 en el año

---

expediente de las Demandantes (C-572) indica un total de USD 4,2 millones en concepto de transporte entre los años 2009 y 2014.

<sup>460</sup> Cf. Figuera, Tercer Testimonio Suplementario, 15 de agosto de 2014, párrs. 71/72; Cuarto Testimonio Suplementario, 7 de enero de 2015, párr. 65.

<sup>461</sup> Estimación de Costos para Petrozuata, portada, última nota al pie.

<sup>462</sup> Cf. *ibidem*, portada y tabla, págs. 67-75.

<sup>463</sup> TR-S, Audiencia de septiembre de 2017, Día 18, págs. 5120:12-14, 5149:11-19 (Kahale).

<sup>464</sup> Cf., por ejemplo, TR-S, Audiencia de marzo de 2017, Día 12, págs. 1852:22-1853:10, 1876:17-1877:3, Día 15, págs. 2781:1-6, 2782:4-10 (Kahale); Audiencia de septiembre de 2017, Día 16, págs. 4472:16-20, 4474:22-4475:3 (Preziosi), 4481:12-14 (Kahale); todas las citas relativas a los costos de paradas y PRAC.

2010. Es indiscutible que este gasto se origina en un decreto gubernamental que exigía a PDVSA y sus filiales instalar y utilizar capacidad de generación eléctrica independiente de modo que ya no dependieran de los proveedores de electricidad nacionales<sup>465</sup>. Esta decisión gubernamental se encontraba dentro del ámbito de las medidas que se esperan en el caso de un proyecto como Hamaca. Las Demandantes no se oponen a la necesidad de adquirir dicho equipo. Sus críticas versan sobre el monto del gasto y la falta de especificación de una reducción similar en los costos de compra de electricidad en la red nacional. La Demandada no contesta la segunda observación, como así tampoco el efecto que ese nuevo suministro eléctrico debe haber tenido en el aumento de la eficacia tras la reducción de los cortes de energía, junto con el impacto en el OSF.

657. El perito de las Demandantes, el Sr. Earnest, asevera que los costos reclamados son dos o tres veces mayores, más aún porque no se descuentan los beneficios económicos que ofrece la generación propia<sup>466</sup>. Earnest presentó informes del sector sobre generadores eléctricos (Anexos 12/13). Sin embargo, no hizo más que suscitar dudas acerca del tamaño de la capacidad eléctrica adquirida y del precio pagado. No alega que el equipo comprado fuese ineficaz o demasiado costoso. Ni siquiera ofrece una idea en cuanto a la reducción de los costos en las instalaciones *downstream* que pudo haberse obtenido. El Tribunal acepta que puede haber mejores oportunidades para comprar generadores eléctricos a precios más bajos y con capacidades más cercanas a las necesidades del mejorador. Sin embargo, el Tribunal también sostiene que existe un margen de apreciación en la toma de decisiones de negocios, en el cual resulta inapropiado reclamar mejores productos y precios más bajos años después de realizada la compra, desde luego con la asesoría profesional a disposición de todos los socios de la empresa mixta<sup>467</sup>. Por lo tanto, el Tribunal considera la cifra de USD 94.560.000 facturada en el año 2010, junto con la suma adicional de USD 277.725 en el año 2011.

658. La Demandada introduce en “Otros” un monto de USD 5.600.000 para una *evaluación de EOR* realizada en el año 2015<sup>468</sup>. La falta absoluta de pruebas es suficiente para explicar por qué el Tribunal no considerará este concepto. Asimismo, resulta confuso el hecho de que la Demandada acepte intentos de EOR en el escenario contrafáctico, cuando había alegado, de manera contundente, que la inyección de vapor y cualquier otra técnica nueva de extracción similar no podían concebirse en el marco de los Convenios de Asociación.

---

<sup>465</sup> Cf. Decreto N.º 6.992 de fecha 21 de octubre de 2009 (Apéndice 69 de Figuera).

<sup>466</sup> Informe de Experto Consolidado, 17 de octubre de 2016, párrs. 28, 121, 125/126. Otro perito señaló que deberían haberse deducido los costos de la compra de electricidad a terceros: TR-S, Audiencia de marzo de 2017, Día 13, pág. 2149:4-8 (Abdala).

<sup>467</sup> Cf. Apéndices 138-140 de Figuera.

<sup>468</sup> Estimación de Costos para Hamaca, pág. 49. La Demandada hizo referencia a una declaración que realizó el Sr. Figuera en el arbitraje de la CCI; TR-S, Audiencia de septiembre de 2017, Día 16, págs. 4432:20-4434:14, 4448:5-13. No hay pruebas documentales en el expediente del Tribunal. En cualquier caso, el Sr. Figuera no tenía conocimiento personal del uso reciente de EOR.

659. Las dificultades con las vibraciones en la *Unidad de Coque* eran bien conocidas antes de la expropiación<sup>469</sup>. Tampoco es controvertido que numerosos intentos de resolver el problema fracasaron y que, en el momento crítico del año 2007 e incluso con posterioridad a él, ningún consejo fue convincente ni ofreció una solución definitiva. El MPA incluyó un monto de USD 30 millones para el año 2008 relacionado con la unidad de coque, sin más explicación. La Demandada dedujo dicho monto y, en su lugar, reclama costos por la instalación de refuerzos y otros intentos de reparación en la unidad de coque por USD 11.514.000 hasta el año 2014 y por USD 8.954.000 en el año 2015. El Tribunal no puede adherir a la posición de la Demandada cuando proyecta los USD 30 millones en los costos del año 2008, debidamente inflados, mientras que el gasto no se había realizado. Esta cantidad no se utilizó; debe eliminarse de la lista de costos. Por el contrario, las otras dos cantidades mencionadas anteriormente corresponden supuestamente a gastos reales. La suma de USD 11.514.000 se compone de una larga lista de montos respaldados por facturas, en el Anexo I de la Estimación de Costos para Hamaca. Se dice que estas facturas representan un “total hasta el año 2014” [Traducción del Tribunal]. De hecho, cubren fechas desde junio de 2007 hasta diciembre de 2011. En la explicación de la Demandada, el monto total de USD 11,5 millones corresponde al período 2005-2014 (pág. 51), lo que claramente no resulta de las fechas dadas para las facturas. Por último, el segundo monto de USD 8,9 millones es respaldado por una orden de compra y un contrato, que no obran en el expediente de este Tribunal, y se dice que se relaciona con el año 2015 (pág. 51). Este Tribunal no puede aprobar esta última cantidad, por ausencia de pruebas y a la luz de la falta de explicación de la necesidad de un gasto tan sustancial cuando, aparentemente, entre los años 2013 y 2014, no se llevó a cabo ninguna actividad, o muy poca. En febrero de 2013, Chevron Energy Technology Company realizó un estudio de ingeniería y concluyó que “la aplicación de amortiguadores en las condiciones actuales no se consideraba práctica” y que “seguir adelante con tal opción no era práctico”<sup>470</sup> [Traducción del Tribunal]. No se han presentado al Tribunal más aclaraciones sobre la suerte de este informe y la unidad de coque<sup>471</sup>.

660. Sobre la base del expediente del Tribunal, no se puede negar que la unidad de coque representó un problema grave que necesitaba solución<sup>472</sup>. No solo se conocía, sino que generalmente

---

<sup>469</sup> Véase la propuesta de remediación presentada por Foster Wheeler de fecha 19 de diciembre de 2006, Apéndice 71 de Figuera.

<sup>470</sup> Apéndice 72 de Figuera, págs. 9, 25.

<sup>471</sup> La Demandada señaló que los intentos dirigidos por Chevron en los años 2012 y 2015 no tuvieron éxito; cf. Estimación de Costos para Hamaca, pág. 51. No se añadieron pruebas a esta declaración. El Testigo Figuera observó que las paredes de corte aún no se han construido. TR-S, Audiencia de marzo de 2017, Día 11, págs. 1500:1-2, 1504:16-21, 1506:3-22.

<sup>472</sup> El Testigo Figuera explicó que el problema no consistía en la reducción actual de la productividad y no generaba ningún impacto en el OSF. No obstante, implicaba una posible pérdida de producción en el caso de un incidente adverso; el problema de la vibración era un factor de riesgo (Testimonio Suplementario, 26 de enero de 2010, párrs. 90, 96; TR-S, Audiencia de marzo de 2017, Día 11, pág. 1500:9-14). Los peritos de la Demandada realizaron cálculos de probabilidad, que no tenían relación con la realidad (TR-S, Audiencia de marzo de 2017, Día 12, págs. 1960:21-1967:9, 1973:7-11; cf. para un análisis, Earnest, Informe de Experto Consolidado, 17 de octubre de 2016, párrs. 38-42); la

también se consideraba difícil de remediar. Por consiguiente, debe haber existido un margen de gastos que no condujo a una reparación exitosa, con el cual las Demandantes también se habrían enfrentado en un escenario contrafáctico. Las Demandantes cuentan con la experiencia de los años 2005 a 2007 cuando la unidad de coque ya causaba problemas. Por ende, cabría esperar que pudieran analizar en detalle las numerosas facturas suministradas por el Sr. Figuera<sup>473</sup>. Si fuera necesario, pueden manifestar más que simplemente que los supuestos costos de reparación de la unidad de coque “no están suficientemente fundamentados” [Traducción del Tribunal] (pág. 50). El Tribunal observa que la revisión de la unidad de coque fue un elemento recurrente en todas las paradas. Los costos identificados como específicamente relacionados con dicho trabajo podrían, de hecho, haberse contabilizado en el presupuesto para la parada del año 2009<sup>474</sup> y en el PRAC del año 2012<sup>475</sup>. La Demandada no pudo disipar serias dudas en tal sentido. Por lo tanto, el Tribunal deduce de los supuestos costos de los años 2007 a 2012 un total de USD 3.047.456 que entiende representan el trabajo en la unidad de coque que se realizó durante la parada del año 2009 y, en consecuencia, muy probablemente se incluyó en su presupuesto<sup>476</sup>. Los costos restantes que se considerarán para el mes de julio de 2007 hasta fines del año 2011 ascienden, por lo tanto, a USD 8.467.002 y se asignan a cada año en proporciones adecuadas. A partir de entonces, las Demandantes ya no están involucradas en una perspectiva de escenario contrafáctico. Se ha demostrado de manera convincente que Chevron, socio real de la empresa mixta, es el principal actor para resolver este problema, con base en su informe del mes de febrero de 2013<sup>477</sup>.

661. La Demandada agrega un ítem para el *PREM* bajo el título OPEX, que cubre el período comprendido entre los años 2012 y 2016. Las facturas que obran en el expediente<sup>478</sup> indican que

---

Demandada no compartió la metodología de sus propios peritos (cf. Escrito Post-Audiencia de la Demandada, nota al pie 276).

<sup>473</sup> Apéndice 121.

<sup>474</sup> En el mes de enero de 2009, un informe del equipo técnico señaló que las bridas se reemplazaron con éxito, pero que las grietas de metal quedaban por reparar y se debía realizar una nueva inspección en la próxima parada por renovaciones (págs. 45-49). Anexo 10 presentado con la Réplica de la Demandada del 31 de julio de 2017 (Pregunta 3). Con anterioridad a ello, se redactó un Proyecto de Vibración de la Estructura de la Unidad de Coquización en abril de 2007, con el objetivo de realizar esfuerzos lo antes posible, pero a más tardar al cierre de la planta en agosto de 2008 (C-382); pero luego dicha parada fue diferida hasta el año 2009: Lyons, Quinta Declaración Testimonial, 13 de octubre de 2014, párr. 30; Segunda Declaración Testimonial, 30 de octubre de 2009, párr. 48. El Abogado de la Demandada informó al Tribunal que los informes de las paradas no contenían información alguna sobre el problema de vibración de la unidad de coque; TR-S, Audiencia de septiembre de 2017, Día 16, págs. 4404:19-4406:8 (Preziosi). Esto no pareciera convincente a la luz de aquellas partes del informe que abordan específicamente los artículos del coque afectados por el defecto de vibración (páginas 8/9).

<sup>475</sup> Los equipos de la unidad de coque 12-V-001 a 004 fueron parte del equipo reparado durante el PRAC del año 2012. Apéndice 46 de Figuera, PetroPiar, Informe Final sobre el PRAC de 2012, agosto de 2013, pág. 25; Anexo II, Plan Maestro PRAC 2012, tomo 2, págs. 2, 3, 30, 32, 550/pdf.

<sup>476</sup> En relación con las facturas 535, 537, 583, 603 602, 614; Estimación de Costos para Hamaca, Anexo I, págs. 14/15.

<sup>477</sup> Cf. Earnest, Informe de Experto Consolidado, 17 de octubre de 2016, párrs. 43-53.

<sup>478</sup> Apéndices 115-118 de Figuera; véase también Réplica de la Demandada del 31 de julio de 2017, Anexo 6; Respuestas de las Demandantes, 10 de julio de 2017, Anexo A.

esta actividad cubre una variedad de elementos típicos para el mantenimiento del mejorador. No se ha explicado al Tribunal por qué estos costos podrían o no aparecer bajo el apartado OPEX del “Mejorador”; ítem que representa ampliamente costos mucho más altos en tal medida que una alegación de que su presupuesto no podría asignarse a lo que se entiende por la nueva etiqueta del “PREM” requeriría una explicación profunda respaldada por prueba documental consistente<sup>479</sup>. La Demandada no ha actuado en consecuencia. El ítem “PREM” no aparece en los Estados Financieros (CLEX-094). Si bien puede decirse que las Demandantes van demasiado lejos al concluir que los PREM no afectaron el desempeño del mejorador (pág. 79), al menos cabe esperar que la Demandada demuestre que tuvieron un efecto positivo en el OSF o cualquier otro efecto. La Demandada no acepta tal expectativa, argumentando que los gastos pueden estar justificados, incluso si no redundan en un aumento mensurable del OSF del mejorador. La Demandada acepta tácitamente que dicho aumento no se midió (pág. 80). No obstante, la Demandada no demuestra el propósito específico de estos PREM, además de concentrar un cierto número de intervenciones de mantenimiento bajo una etiqueta y estructura operativa comunes.

662. Con respecto al PREM del año 2016, los costos se alegan a través de un simple aumento de la inflación respecto del PREM del año 2015. Se debería haber esperado más en junio de 2017, cuando la Estimación se presentó ante el Tribunal (como ofertas y contratos). Asimismo, no parece haber una necesidad real de PREM en un año en el cual estaba programada una parada. El Tribunal no puede aceptar una alegación de costos tan especulativa.

663. La Demandada atribuye USD 7 millones a la *compra de un catalizador* en el mes de febrero de 2010. Es cierto que los cambios en la unidad catalizadora tuvieron lugar esporádicamente y entre paradas, lo que requirió apagar el mejorador. La parada del año 2009 también implicó trabajar en el catalizador<sup>480</sup>. El informe de dicha parada identifica por sus números todos los reactores que estaban afectados<sup>481</sup>. La Demandada no identificó los reactores afectados por el cambio programado para el año 2010, pero indicó que el cambio realizado fue “parcial”<sup>482</sup> y también se refirió al Testigo Figuera, quien explicó la causa de este costo adicional. Se proporcionaron órdenes de compra<sup>483</sup>, pero no facturas. Un Resumen de Precios de Cambio del Catalizador del año 2009 refleja costos de USD 11,8 millones<sup>484</sup>. El Testigo Figuera explica que el cambio en el año 2010 fue solo parcial, ya que una parte del catalizador que se había instalado en 2009 pudo recuperarse. Él afirma:

---

<sup>479</sup> Existen graves disparidades cuando se comparan los gastos proyectados para el período 2012-2014 (Apéndices 45, 77 y 79 de Figuera) con los montos reclamados por la Demandada (Estimación de Costos para Hamaca, Anexos III-VI).

<sup>480</sup> Apéndice 76 de Figuera, Informe Final sobre la parada por renovaciones de PetroPiar en 2009, 21 de septiembre de 2010, págs. 8/9, 17, 27, 46.

<sup>481</sup> Apéndice 76 de Figuera, pág. 46

<sup>482</sup> Estimación de Costos para Hamaca, pág. 81.

<sup>483</sup> Apéndice 129 de Figuera.

<sup>484</sup> Apéndice 130 de Figuera.

“El catalizador que se instaló en 2009 falló debido a una falla del contratista”<sup>485</sup>. Este hecho podría explicar la omisión de la presentación de facturas. La declaración testimonial del Sr. Figuera lleva a la conclusión de que los costos de dicha reparación en el año 2010 no pueden ser responsabilidad de las Demandantes.

664. Otro ítem sobre el funcionamiento incorrecto del equipo del mejorador se relaciona con las *Reparaciones del Tanque 12*. La Demandada explica que los procedimientos operativos para la puesta en marcha del mejorador permitieron el direccionamiento de hidrocarburos volátiles al tanque 12. El sistema de ventilación del tanque, según su diseño, no era adecuado para adaptarse a una situación de sobrepresión cuando los hidrocarburos ligeros se dirigían al tanque. Ya se detectaban numerosas deformaciones en el techo del tanque y grietas en las paredes antes de la nacionalización, y ello contribuyó al grave incidente de sobrepresión del año 2011 en el que se incendió el tanque<sup>486</sup>.

665. El Tribunal se pregunta por qué el Proyecto dejó el tanque 12 en funcionamiento hasta el incidente en el año 2011, cuando ya se conocía la condición crítica de tal elemento con anterioridad a junio de 2007<sup>487</sup>. Esto concede margen a una culpa concurrente por parte de los operadores reales del mejorador durante más de cuatro años. El incidente parece haber sido menos dramático de lo que se ha descrito. Cuando ocurrió el accidente, el tanque se retiró de servicio, pero, luego de dos días, arrancó de nuevo con una carga limitada a través de un sistema de tuberías que pasaba por alto el tanque 61-TK-012 y permitía el flujo directo de residuos de vacío de la Unidad de Crudo a la Unidad de Coque<sup>488</sup>. Se tomó la decisión de emprender la construcción de un nuevo tanque (61-TK-061), que debía comenzar a mediados del año 2012 según el cronograma<sup>489</sup>. El tanque 12 volvió a funcionar en mayo de 2013<sup>490</sup>.

---

<sup>485</sup> Figuera, Cuarto Testimonio Suplementario, 7 de enero de 2015, nota al pie 125.

<sup>486</sup> Apéndice 46 de Figuera, PetroPiar, Informe Final de Cierre del Plan de Restauración de Activos Críticos de 2012, agosto de 2013, pág. 86. Para el Testigo Figuera, el tanque 12 presentaba un defecto de diseño; sin embargo, no se opuso a considerar los errores operacionales ocurridos en múltiples ocasiones; Cuarto Testimonio Suplementario, 7 de enero de 2015, párr. 50.

<sup>487</sup> Las dificultades con los tanques también aparecieron en Petrozuata, donde ya había un proyecto de reparación de techos de tanques en marcha a principios del año 2007; cf. Informe Preliminar Mensual Petrozuata de febrero de 2007, pág. 2 (LECG-156, pág. 38/pdf).

<sup>488</sup> Cf. Memorándum de Francisco Velásquez, Gerente del Mejorador, a Ysaac Donis, Presidente de PetroPiar, 19 de junio de 2013, Apéndice 132 de Figuera.

<sup>489</sup> Cf. Apéndice 131 de Figuera, Acto Motivado de la Gerencia, PetroPiar, 10 de febrero de 2012 (pág. 1), que señala además que la reconstrucción del tanque 12 debía realizarse el 30 de junio de 2012 (pág. 4). La construcción del nuevo tanque no fue emprendida; Cuarto Testimonio Suplementario, 7 de enero de 2015, nota al pie 134; TR-S, Audiencia de septiembre de 2017, Día 16, págs. 4567:2-9, 4567:20-4568:8 (Preziosi).

<sup>490</sup> Figuera, Tercer Testimonio Complementario, 15 de agosto de 2014, nota al pie 109.

666. La Demandada no proporcionó ninguna explicación sobre la disponibilidad de contribuciones de una aseguradora. El hecho de que los documentos proporcionados al Tribunal sean todos contratos con modificaciones, sin ninguna factura, despierta sospechas. La Demandada no prueba que los costos hayan sido realmente incurridos por el Proyecto, y no por un tercero, como un contratista o una compañía de seguros. El Abogado de la Demandada informó al Tribunal de que no había ningún seguro contra daños a la propiedad o de interrupción de las actividades<sup>491</sup>, pero finalmente admitió que faltaban los comprobantes<sup>492</sup>. Se contrató más de la mitad de la cantidad de los costos con anterioridad a la parada del año 2012; esto significaría que el trabajo en el tanque 12 se realizaría durante dicho período y podía incluirse en ese presupuesto<sup>493</sup>. El Testigo Figuera mostró una presentación de los costos de las reparaciones más relevantes del tanque, que son sustancialmente diferentes de los que figuran en el Anexo VII de la Estimación de Costos de la Demandada para Hamaca<sup>494</sup>. Ese asunto no quedó claro. La Demandada tendría que haber asumido la carga de demostrar que los costos reclamados no han sido pagados por un tercero y que no existe superposición con la parada del año 2012. La pregunta relativa a si el tanque 12 no sirvió para la producción de crudo mezclado que contiene una fracción de hidrocarburo ligero también permanece sin respuesta. Por todos estos numerosos motivos, el Tribunal no puede aceptar que estos costos deberían ser sufragados por las Demandantes en un escenario contrafáctico.

667. La Demandada enumera un ítem separado sobre *reparaciones de pozo* para Hamaca, tal como lo hace para Petrozuata. La conclusión del Tribunal sigue siendo la misma. Las cifras de la Demandada supuestamente se basan en los hallazgos del Sr. Patiño y en las declaraciones testimoniales presentadas en el arbitraje del caso *Mobile*. Tal como se indicó anteriormente, el Sr. Patiño no proporciona ningún conocimiento especializado al respecto, y las declaraciones testimoniales presentadas en otro procedimiento no pueden incluirse en el expediente de este Tribunal. Los costos de reparaciones de pozos carecen de sustento probatorio y permanecen incluidos en los costos de *upstream* basados en el MEC, lugar del cual la Demandada sugiere que se eliminen.

668. Al igual que para Petrozuata, la lista de costos de la Demandada respecto de los OPEX en Hamaca incluye un ítem sobre *transporte de instalaciones de manejo de sólidos*, que cubre el período comprendido entre los años 2009 y 2014 por un monto total de USD 70.628.979<sup>495</sup>. El grueso de estos costos se relaciona con los años 2012 a 2014; ninguna factura se refiere al año 2011, y, para el año 2009 y 2010, respectivamente, las facturas son inferiores a un millón. Dichas cifras

---

<sup>491</sup> TR-S, Audiencia de septiembre de 2017, Día 16, p. 4586:15-18 (Kahale).

<sup>492</sup> TR-S, Audiencia de septiembre de 2017, Día 16, p. 4588:4-12 (Kahale).

<sup>493</sup> Durante la parada por renovaciones de 2009, el tanque 61-V-012 fue un elemento sujeto a examen entre el 18 de octubre y el 25 de noviembre de 2009; cf. Apéndice 76 de Figuera, PetroPiar, Informe Final de Planificación y Ejecución de la Parada en 2009, 21 de septiembre de 2010, pág. 15.

<sup>494</sup> Apéndice 78 de Figuera.

<sup>495</sup> Anexo VIII de la Estimación de Costos para Hamaca.

demuestran, respecto de Petrozuata, que la inversión en el transporte de coque no fue causada por el incendio y la restauración de la instalación de manejo de sólidos. Tuvo otras razones logísticas que no están relacionadas con el esquema operacional basado en los Convenios de Asociación y el escenario contrafáctico.

669. En cuanto a Hamaca, tal como lo había hecho en el caso de Petrozuata, la Demandada agrega cifras que representan los montos compuestos para CAPEX y OPEX tomados de los *estados financieros* que se encontraban disponibles (CLEX-094). Afirma haberlo hecho en respuesta a la solicitud del Tribunal de obtener más información sobre la producción real. Pero la Demandada no se ha basado en estos estados financieros<sup>496</sup>. La Demandada quería al menos demostrar que, desde una perspectiva general, los costos reales informados en los estados financieros son superiores a los que se reclaman en este procedimiento.

670. Un ítem particular se relaciona con el valor de los costos que se considerarán en Petrozuata y Hamaca durante los tres años posteriores a la fecha en que los Proyectos sufran una importante declinación desde los años 2024 y 2034, respectivamente. La documentación disponible refleja que, a partir de esos años, las proyecciones de CAPEX se reducen a aproximadamente un 30%, mientras que el OPEX solo se reduce ligeramente durante al menos tres años (ya sin tener en cuenta la perforación y las paradas)<sup>497</sup>. El Tribunal utilizará dichas estimaciones.

g. CAPEX y OPEX totales

671. Los totales correspondientes a CAPEX y OPEX son los siguientes:

---

<sup>496</sup> Estimación de Costos para Hamaca, portada, última nota al pie, pág. 95.

<sup>497</sup> Cf. MEC, pág. 41/pdf (LECG-085).

Petrozuata - CAPEX									
	Perforación	Instalaciones <i>Upstream</i>	Instalaciones del Mejorador	G&A	MEC (subtotal)	Índice de inflación CAPEX	Paradas	Extinción de incendios	Total MM USD (columnas 6/7, 8, 9)
2007 ½	49.100	16.132	2.980	3.900	72.112	1,19			85.813
2008	54.011	53.310	9.800	7.520	124.641	1,42			176.990
2009	55.281	19.256	5.500	5.000	85.037	1,49			126.705
2010	43.718	28.006	5.500	5.000	82.224	1,28			105.247
2011	33.135	12.413	5.500	5.000	56.048	1,45	236.000		317.270
2012	46.312	21.636	5.500	5.000	78.448	1,59		3.578	128.310
2013	50.480	23.941	5.500	5.000	84.921	1,56		3.578	136.055
2014	47.137	13.020	5.500	5.000	70.657	1,89		3.577	137.119
2015	48.748	20.871	5.500	5.000	80.119	2,70			216.321
2016	55.085	25.428	5.500	5.000	91.013	1,03			93.743
2017	45.888	20.210	5.500	5.000	76.598	1,53			117.195
2018	55.334	20.195	5.500	5.000	86.029	1,33	75.000		189.419
2019	59.501	8.830	5.500	5.000	78.831	1,32	75.000		179.057
2020	62.234	9.215	5.500	5.000	81.949	1,33	75.000		183.992
2021	78.581	9.791	5.500	5.000	98.872	1,34	75.000		207.488
2022	88.033	11.148	5.500	5.000	109.681	1,36			149.166
2023	0	22.700	5.500	5.000	33.200	1,39			46.148
2024	0								20.000
2025	0								20.000
2026	0								20.000
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10

Hamaca – CAPEX (1)								
	Perforación	Instalaciones <i>Upstream</i>	Instalaciones del Mejorador	G&G	G&A	MEC (subtotal)	Índice de inflación CAPEX	subtotal
2007 ½	7.977	33.153	44.650	925	10.757	97.462	1,19	115.980
2008	60.259	101.177	106.800	925	23.824	292.985	1,42	416.039
2009	53.432	38.427	20.000	725	19.393	131.977	1,49	196.646
2010	7.001	15.478	20.000	475	23.969	66.923	1,28	85.661
2011	36.237	19.561	20.000	675	22.882	99.355	1,45	144.065
2012	58.473	22.960	20.000	313	21.646	123.392	1,59	196.193
2013	65.665	25.219	17.000	650	21.015	129.549	1,56	202.096
2014	68.980	15.862	18.000	1.000	20.801	124.643	1,89	235.575
2015	59.367	4.988	10.000	900	20.845	96.100	2,70	259.470
2016	43.050	11.064	17.000	913	19.545	91.572	1,03	94.319
2017	55.729	34.354	18.000	11.525	19.271	138.879	1,53	212.485
2018	60.291	38.039	10.000	11.675	19.789	139.794	1,33	185.926
2019	38.515	13.842	17.000	350	18.545	88.252	1,32	116.493
2020	42.060	2.024	18.000	225	18.805	81.114	1,33	107.882
2021	40.085	25.089	10.000	225	19.359	94.758	1,34	126.976
2022	55.784	56.941	17.000	300	18.640	148.665	1,36	202.184
2023	61.975	44.658	18.000	225	18.859	143.717	1,39	199.767
2024	67.525	23.227	10.000	325	18.744	119.821	1,41	168.948
2025	67.405	21.600	17.000	125	18.641	124.771	1,43	178.423
2026	70.455	30.343	18.000	175	20.707	139.680	1,46	208.123
2027	147.615	31.078	10.000	200	18.955	207.848	1,48	307.615
2028	70.500	25.111	17.000	125	18.573	131.309	1,51	198.277
2029	69.010	21.470	18.000	150	18.653	127.283	1,53	194.743
2030	66.890	12.999	10.000	225	18.885	108.999	1,56	170.038
2031	20.795	3.998	17.000	125	17.230	59.148	1,59	92.271
2032	0	6.974	18.000	125	15.748	40.847	1,61	65.764
2033	0	7.284	10.000	125	15.319	32.728	1,64	53.674
2034								
2035								
2036								
1	2	3	4	5	6	7	8	9

Hamaca – CAPEX (2)				
	Paradas	Electricidad	Reparaciones de la unidad de coque	Total MM USD (columnas 9-12)
2007 ½			941	116.921
2008			1.882	417.921
2009	223.000		1.881	421.527
2010		94.560	1.882	182.103
2011		228	1.881	146.174
2012	153.809			350.002
2013				202.096
2014				235.575
2015				259.470
2016				94.319
2017				212.485
2018	75.000			260.926
2019	75.000			191.493
2020	75.000			182.882
2021	75.000			201.976
2022	75.000			277.184
2023	75.000			274.767
2024	75.000			243.948
2025	75.000			253.423
2026	75.000			283.123
2027	75.000			382.615
2028	75.000			273.277
2029	75.000			269.743
2030				170.038
2031				92.271
2032				65.764
2033				53.674
2034				30.000
2035				25.000
2036				20.000
	10	11	12	13

Petrozuata - OPEX							
	<i>Upstream</i>	Mejorador	G&A	Ter- cero	MEC (subtotal)	Índice de infla- ción OPEX	Total MM USD (columnas 6/7)
2007 ½	24.344	39.546	19.387	5.149	88.426	1,17	103.458
2008	57.169	78.870	39.615	2.063	177.717	1,47	261.244
2009	57.192	78.870	39.615	2.063	177.740	1,76	312.822
2010	57.369	78.870	39.615	2.063	177.917	1,27	225.955
2011	57.651	78.870	39.615	2.063	178.199	1,53	272.644
2012	58.122	78.870	39.615	2.063	178.670	1,79	319.819
2013	58.239	78.870	39.615	2.063	178.787	1,73	309.302
2014	58.661	78.870	39.615	2.063	179.209	2,49	446.230
2015	58.638	78.870	39.615	2.063	179.186	4,78	856.509
2016	59.128	78.870	39.615	2.063	179.676	1,04	186.863
2017	57.927	78.870	39.615	2.063	178.475	2,12	378.367
2018	51.030	78.870	39.615	2.063	171.578	1,61	276.241
2019	52.059	78.870	39.615	2.063	172.607	1,56	269.267
2020	51.421	78.870	39.615	2.063	171.969	1,53	263.113
2021	53.198	78.870	39.615	2.063	173.746	1,53	265.831
2022	54.130	78.870	39.615	2.063	174.678	1,56	272.498
2023	54.516	78.870	39.615	2.063	175.064	1,58	276.601
2024						1,61	250.000
2025						1,64	220.000
2026						1,67	200.000
1	2	3	4	5	6	7	8

Hamaca – OPEX								
	<i>Upstream</i>	Mejorador	G&A	Marketing	Materia prima de gas natural	MEC (subtotal)	Índice de inflación OPEX	Total MM USD (columnas 7/8)
2007 ½	28.248	93.622	25.872	5.622	24.993	178.357	1,17	208.678
2008	52.147	262.769	51.119	11.450	47.872	425.357	1,47	625.275
2009	49.810	191.140	52.135	7.312	55.806	356.203	1,76	626.917
2010	49.981	187.773	50.870	7.328	53.101	349.053	1,27	443.297
2011	50.136	201.671	50.573	7.332	61.162	370.874	1,53	567.437
2012	50.085	249.614	51.042	7.326	57.665	415.732	1,79	744.160
2013	50.624	194.805	50.786	7.330	66.529	370.074	1,73	640.228
2014	50.765	195.717	50.800	7.329	62.644	367.255	2,49	914.465
2015	51.131	211.483	50.788	7.329	72.177	392.908	4,78	1.878.100
2016	49.952	258.635	50.514	7.333	68.040	434.474	1,04	451.853
2017	51.348	198.505	50.455	7.334	78.495	386.137	2,12	818.610
2018	52.801	197.719	51.139	7.325	74.069	383.053	1,61	616.715
2019	51.690	213.301	50.661	7.331	85.396	408.379	1,56	637.071
2020	50.834	260.356	50.559	7.332	80.646	449.727	1,53	688.082
2021	51.588	200.466	50.162	7.337	92.673	402.226	1,53	615.406
2022	52.616	199.546	50.658	7.331	87.202	397.353	1,56	619.871
2023	53.191	215.364	44.762	7.408	100.241	420.966	1,58	665.126
2024	52.397	262.252	44.791	7.408	94.122	366.942	1,61	590.777
2025	52.430	202.583	45.048	7.404	107.982	415.447	1,64	681.333
2026	52.657	201.474	45.239	7.402	101.201	407.973	1,67	681.315
2027	53.460	217.521	45.224	7.402	115.930	439.537	1,69	742.818
2028	54.333	264.223	45.115	7.404	108.494	479.569	1,72	824.859
2029	55.372	204.783	45.216	7.402	124.057	436.830	1,75	764.453
2030	55.519	203.493	45.741	7.395	115.977	428.125	1,78	762.063
2031	55.825	219.807	46.215	7.389	132.663	461.899	1,81	836.037
2032	51.019	266.342	45.858	7.394	124.003	494.616	1,84	910.093
2033	51.420	207.213	46.078	7.391	141.813	453.915	1,87	848.821
2034								700.000
2035								600.000
2036								500.000
1	2	3	4	5	6	7	8	9

## B. Corocoro

672. Las Demandantes observan que el sustento documental del Sr. Figuera respecto de los supuestos costos para Corocoro es prácticamente inexistente. Se basa en una serie de diapositivas y en un único contrato relacionado con el arrendamiento de la Instalación de Procesamiento Temporal (IPF). Los peritos valuadores de la Demandada asumen un costo adicional de más de USD 2 millones cada mes hasta que la Instalación de Procesamiento Central (CPF) se pusiera en funcionamiento en febrero de 2012. No obstante, la IPF ya no resultó necesaria desde el momento en que la CPF se puso en marcha. La segunda diferencia entre las posturas de las Partes se relaciona con el tipo de cambio aplicable a los costos expresados en bolívares. La inflación de costos resultante no se encuentra justificada.

673. En resumen, al igual que para Petrozuata y Hamaca, las Demandantes sostienen que los documentos de planificación comercial y los Modelos Económicos de los Proyectos previos a la expropiación son la prueba más confiable de los costos relacionados con la producción en los que el Proyecto Corocoro incurriría en el escenario contrafáctico. Con respecto a los escenarios de valuación alternativos, los peritos de daños de las Partes aplican esencialmente la misma metodología sobre los costos con respecto a sus valuaciones de 2007.

674. La Demandada afirma una vez más que, en el período posterior a la nacionalización, los costos han sido significativamente mayores, no solo debido a la inflación en la industria y a la alta inflación en los costos basados en bolívares como resultado de la inflación venezolana que no fue compensada por devaluaciones oportunas, sino también a causa de los costos asociados con las actividades de mantenimiento que fueron seriamente subestimados en los modelos en cuestión. En un análisis *ex post*, las Demandantes no tienen derecho a compensación alguna sobre la base de seleccionar y escoger los hechos históricos que las benefician, tales como el aumento en los precios del petróleo, a la vez que ignoran aquellos que van en su detrimento, tales como los mayores costos resultantes de la inflación y los costos de mantenimiento que superan las proyecciones.

675. Los peritos de la Demandada se han basado en gran medida en los costos establecidos en el Modelo Económico Compuesto de ConocoPhillips, con dos ajustes. En primer lugar, en tanto el perfil de producción que han utilizado cuenta con volúmenes anuales inferiores a los establecidos en el modelo, los costos operativos anuales son un poco más bajos, lo que refleja el hecho de que una parte de los costos operativos varía con la producción. En segundo lugar, dado que la IPF habría sido necesaria durante un período de tiempo más prolongado a la luz de los retrasos tanto en la finalización de los patines como en la integración y puesta en servicio de la CPF que se habría esperado a la fecha de nacionalización, los peritos de la Demandada han considerado gastos operativos adicionales basados en el listado de tarifas incluido en el contrato de arrendamiento de la IPF.

676. Los peritos de la Demandada han aplicado costos operativos y de capital reales incurridos hasta el año 2013. Luego de esa fecha, no existieron costos adicionales de capital. En cuanto a los costos operativos posteriores al año 2013, la Demandada asume que dichos costos son 70% fijos y 30% variables. También asume que la IPF se habría continuado utilizando hasta abril de 2012, momento en el cual se puso en servicio la CPF.

677. El Tribunal observa nuevamente la escasa prueba documental de los costos. Tal como lo ha hecho en los casos de Petrozuata y Hamaca, el Tribunal toma como base para Corocoro las cifras planteadas en el Modelo Económico Compuesto (MEC)<sup>498</sup>. Asume que los datos de inflación junto con los tipos de cambio en la parte de los gastos expresada en bolívares se aplican a este

---

<sup>498</sup> Cf. págs. 127/128/pdf.

Proyecto<sup>499</sup>. Las Demandantes no ofrecen cálculos propios que el Tribunal pueda usar para su evaluación. La Demandada se refiere a numerosos informes de Gestión de PetroSucre que parecen haber sido preparados para uso interno y no contienen información que le permita al Tribunal comprender los componentes de los costos más amplios<sup>500</sup>.

678. Otro ítem crítico restante es el costo de arrendamiento de la IPF. Si bien las Demandantes aceptan los costos de arrendamiento de la IPF hasta el año 2008, cuando su propia participación en el Proyecto causó un retraso en la entrega de la CPF, se oponen a la inclusión de los costos de arrendamiento durante un período más prolongado, hasta abril de 2012. Para las Demandantes, esta segunda parte de la demora es atribuible a PDVSA, la cual se hizo cargo del Proyecto en marzo de 2007 cuando la CPF estaba camino a completarse para fines del año 2008. Asimismo, no se muestran facturas que cubran el período comprendido entre el año 2009 y el mes de abril de 2012. Las Demandantes también observan que la IPF fue expropiada en el año 2009, con lo cual no fue necesario pagar ningún arrendamiento a partir de esa fecha.

679. El Tribunal no está convencido de que tales costos de arrendamiento habrían sido cargados al Proyecto en una situación contrafáctica. No se ha presentado ninguna factura. El contrato entre Conoco y Hannover se celebró el 25 de septiembre de 2006<sup>501</sup>. La copia del Tribunal no contiene el apartado “Cronograma de Servicio” (Anexo D) [Traducción del Tribunal]. En otro anexo, se observa que el período de servicio debe ser de 24 meses (Anexo E). Esto significaría que el arrendamiento no cubrió un período que excediera fines de septiembre de 2008<sup>502</sup>. Más allá de dicha fecha, no se explica cómo una expansión de dicho desempeño se relacionaría con una situación contrafáctica. Además, en los casos en que resulta correcto que, tal como lo indica la Demandada<sup>503</sup>, la compensación por la expropiación fue abonada a mediados de 2005, la expropiación que se hizo efectiva el 26 de junio de 2007 no privó al Proyecto de un activo que ya no era propiedad suya en dicho momento. Ni el titular legítimo de la IPF ni la relación jurídica entre el Estado (expropiante) y el Proyecto (usuario del IPF) han sido aclarados por la Demandada. El Testigo Figuera declaró que la nacionalización se produjo en mayo de 2009, y que, a su criterio, de ello se desprende que, si el Proyecto Corocoro hubiera continuado como un Convenio, el arrendamiento tendría que

---

<sup>499</sup> El Testigo Figuera confirmó que, en lo que respecta a Petrozuata y Hamaca, los costos operativos de Corocoro están aproximadamente en un 70% expresados en bolívares y en un 30%, en dólares estadounidenses (Tercer Testimonio Suplementario, 15 de agosto de 2014, párr. 114).

<sup>500</sup> Para CAPEX y OPEX: Apéndices 93-96 de Figuera. La Demandada presenta estos documentos como “Informes” (Estimación de Costos para Corocoro, páginas 9, 11). No lo son. Se trata de diapositivas utilizadas en una presentación sin explicación alguna.

<sup>501</sup> Apéndice 97 de Figuera.

<sup>502</sup> Se ha presentado al Tribunal un proyecto para una expansión de la IPF a 45.000 BPD durante 18 meses (Apéndice 98 de Figuera). La Demandada no confirmó que este proyecto se llevara a cabo, pero reclama los costos relacionados.

<sup>503</sup> Estimación de Costos para Corocoro, pág. 15.

haberse pagado hasta abril de 2012, momento en el cual se puso en funcionamiento la CPF<sup>504</sup>. No obstante, mientras no se explique esta nacionalización, no existe evidencia ante este Tribunal de que la IPF no habría sido expropiada de cualquier manera. En resumen, el Tribunal no incluye los costos de arrendamiento de la IPF correspondientes al año 2007, año en el que no se produjo petróleo, pero añade al monto de OPEX relativo al año 2008 la suma de MUSD 120.883 que las Demandantes aceptan.

Corocoro – Costos						
	CAPEX MM USD	Índice de infla- ción CAPEX	CAPEX Real MM USD	OPEX MM USD	Índice de in- flación OPEX	OPEX Real MM USD
2007 ½	98.103	1,19	116.743	19.050	1,17	22.289
2008	40.048	1,42	56.868	64.311	1,47	215.420 <sup>505</sup>
2009	3.668	1,49	5.465	113.700	1,76	200.112
2010	128.732	1,28	164.777	114.000	1,27	144.780
2011	10.000	1,45	14.500	109.100	1,53	166.923
2012				107.800	1,79	192.962
2013				98.600	1,73	170.578
2014				94.100	2,49	234.309
2015				74.000	4,78	353.720
2016				72.700	1,04	75.608
2017				72.300	2,12	153.276
2018				71.300	1,61	114.793
2019				70.900	1,56	110.604
2020				70.600	1,53	108.018
2021				69.900	1,53	106.947
2022				69.900	1,56	109.044
2023				69.500	1,58	109.810
2024				69.200	1,61	111.412
2025				69.200	1,64	113.488
2026				69.200	1,67	115.564
2027				0		0
1	2	3	4	5	6	7

## VIII. Precios e Ingresos

680. Sobre la base de los volúmenes de producción establecidos en la Sección VI *supra*, hay que determinar el valor monetario de dicha producción. A efectos de la valuación *ex post* del año 2016, pueden determinarse los precios de mercado reales y los precios mencionados en las facturas correspondientes al período histórico a partir de la fecha de expropiación. Por ende, la segunda parte del análisis en materia de precios se relaciona con la proyección de precios del petróleo desde 2017

<sup>504</sup> Tercer Testimonio Suplementario, 15 de agosto de 2014, párr. 113.

<sup>505</sup> Este monto incluye USD 120.883.000 en concepto de costos de arrendamiento de la IPF; CLEX-086, OPEX(CR).

hasta la fecha de finalización de la producción de cada uno de los Proyectos. Tal como ha explicado, el Tribunal no mantiene los precios meramente artificiales proyectados en el mes de junio de 2007, sino que considera los precios que se conocen, y, por lo tanto, representan un indicador de la verdadera pérdida que sufrieron las Demandantes.

### *1. La Posición de las Demandantes*

681. Las Demandantes apelan a la valuación de sus peritos que se basa en la relación entre los crudos de los Proyectos y los precios de referencia observados para el período histórico. Luego, los peritos adoptan una proyección de precios del petróleo desde 2017 hasta el vencimiento de los Convenios.

682. Las Demandantes alegan que no existen diferencias conceptuales importantes entre las proyecciones de las Partes de los precios del crudo sintético. Ambas Partes: (a) adoptan una referencia principal, el crudo Brent o bien el crudo West Texas Intermediate. Los peritos de las Demandantes toman el segundo para la valuación del año 2007 y el primero para la valuación del año 2016; (b) determinan la relación entre esa referencia principal y un marcador regional correspondiente al crudo pesado (crudo Maya), a fin de definir una trayectoria de precios confiable para este crudo; y (c) determinan la relación entre el precio de ese crudo pesado regional (Maya) y los precios de venta históricos obtenidos para los productos de los Proyectos.

683. A pesar del acuerdo general entre las Partes, los precios que utilizan en sus modelos de valuación difieren. Dejando de lado algunas cuestiones de menor relevancia, parece haber dos aspectos de desacuerdo importantes.

684. El primer desacuerdo versa sobre el enfoque adoptado por los peritos de las Demandantes para el análisis de todas las proyecciones de precios del petróleo disponibles con el propósito de arribar a una proyección única para los precios futuros hasta el año 2037. Los peritos de la Demandada, por otro lado, realizan su proyección de precios solo hasta 2020 y, luego, asumen que los precios del petróleo permanecerán sin cambios, en términos nominales. Asumen que el crudo Brent alcanzará un precio de USD 67,50/barril hacia fines del año 2020 y, luego, se mantendrá al mismo precio hasta fines de 2037, sin ajustes, siquiera por inflación. Esto no es realista y no puede conciliarse con el uso de un factor de inflación del 2% para los costos de los Proyectos. Por consiguiente, para Brailovsky y Flores, el crudo pierde cada vez más valor con el tiempo en términos reales, al mismo tiempo que su extracción se torna más costosa. Estos peritos afirman que hay escasas previsiones de mercado más allá del año 2020, aunque bastan para construir una muestra confiable. En etapas anteriores del presente arbitraje, los mismos peritos adoptaron una previsión de precios del petróleo a 30 años hasta 2037. Pero ahora quieren reducir la indemnización de daños por todos los medios posibles.

685. El segundo error de la valuación de la Demandada se relaciona con el precio al cual se ha vendido y se venderá el crudo sintético Hamaca. Históricamente, se vendía a un precio más elevado que el crudo Maya, pero los peritos de la Demandada asumen que se ha vendido y continuará vendiéndose a un precio más reducido que el Maya. Este supuesto se vincula a las elecciones operativas posteriores a la expropiación que realizó PDVSA, que supuestamente han derivado en la venta de crudo sintético de menor calidad. Tal elección no debería considerarse en un análisis contrafáctico. Si la expropiación no se hubiera hecho efectiva, el Proyecto habría vendido la misma calidad de crudo sintético Hamaca que había vendido con anterioridad a la apropiación. El Tribunal debería rechazar la errónea metodología de previsión de precios de Venezuela, que ignora información de mercado confiable.

686. Aun si las pérdidas de las Demandantes se valoraran a la fecha de la apropiación en el mes de junio de 2007, el Tribunal tendría derecho a tener en cuenta el incremento posterior a la expropiación de los precios de mercado del crudo, tal como se demostró en los Laudos y Decisiones de los casos *Rumeli Telekom A.S.*<sup>506</sup>, *Tidewater*<sup>507</sup> y *Amco*<sup>508</sup>. Contabilizar esos aumentos reales de precios reflejaría con mayor precisión el valor anterior a la expropiación de los Proyectos y evitaría una situación en la que Venezuela incurriera en enriquecimiento ilícito. Los precios reales del petróleo arrojaron luz sobre el valor real de los Proyectos. En términos prácticos, utilizar los precios del crudo posteriores a la expropiación incrementaría la valuación de los Proyectos, al mes de junio de 2007, en aproximadamente un 48%.

## 2. La Posición de la Demandada

687. La Demandada también observa que, con respecto a los precios en una valuación *ex post*, los peritos de las Partes emplean metodologías similares. Ambos analizan las previsiones de precios del petróleo disponibles para el crudo Brent, petróleo crudo liviano producido en el Mar del Norte, y para el crudo Maya, petróleo pesado producido en México. A partir de estas cifras, obtienen un diferencial “liviano-pesado”, es decir, la diferencia entre el Brent de mayor calidad en comparación con el Maya de menor calidad. Posteriormente, comparan los precios a los cuales el CCO producido por los Proyectos se ha vendido históricamente, con los precios históricos del crudo Maya como base para proyectar los precios a los cuales el CCO se vendería en el futuro en comparación con los precios proyectados para el crudo Brent. La Demandada también explica que los crudos de los Proyectos son de menor calidad que el WTI. En consecuencia, los precios del WTI no pueden utilizarse solos. Los crudos livianos (alta gravedad API) y dulces (bajo azufre) tales

---

<sup>506</sup> *República de Kazajstán c. Rumeli Telekom A.S. y Telsim Mobil Telekomunikasyon Hizmetleri A.S.*, Caso CIADI No. ARB/05/16, Decisión del Comité Ad Hoc, 25 de marzo de 2010 (CL-232).

<sup>507</sup> *Tidewater Investment SRL y Tidewater Caribe, C.A. c. La República Bolivariana de Venezuela*, Caso CIADI No. ARB/10/5, Laudo de fecha 13 de marzo de 2015 (R-642).

<sup>508</sup> *Amco Asia Corp. y Otros c. República de Indonesia*, Caso CIADI No. ARB/81/1, Nueva Sumisión del Caso, Laudo de fecha 31 de mayo de 1990 (CL-48).

como el WTI tendrán valores más elevados que los crudos pesados (baja gravedad API) y agrios (alto azufre) tales como los que producen los Proyectos.

688. Los peritos de la Demandada recopilaron una muestra actualizada de proyecciones de precios del Brent que fueron emitidas entre el 1 de mayo y el 30 de septiembre de 2016, y calcularon la mediana de estas previsiones para los cinco años siguientes, luego de los cuales proyectaron que el precio del Brent permanecería sin cambios, sobre la base del supuesto de que nadie puede saber si ese precio terminará estando por encima o por debajo de esas proyecciones a partir de 2020. Los peritos de las Demandantes, por el contrario, asumen que los precios del petróleo seguirán aumentando a la tasa de la inflación esperada en los EE. UU. Para los peritos de la Demandada, esa perspectiva simplista no es confiable. No hay justificación alguna para asumir precios del petróleo que se incrementarían más que nunca durante los 20 años restantes de los Proyectos. En dos previsiones realizadas en junio de 2015 y mayo de 2016, respectivamente, el perito de las Demandantes, Dr. Abdala, demostró la gran diferencia en los escenarios de precios y su alto grado de incertidumbre. En otras ocasiones, ConocoPhillips en general no ha previsto precios más allá de algunos años a futuro. Una presentación del mes de mayo de 2014 dirigida a los inversionistas demuestra que, incluso durante un período breve, las proyecciones de precios de ConocoPhillips no contemplaban la posibilidad de una caída de precios en el rango de USD 30-40, tal como ocurrió en 2015 y 2016. En una actualización para los inversionistas en el año 2016, ConocoPhillips simplemente afirmó que la recuperación de precios sigue siendo poco clara. A la luz de estas incertidumbres, la decisión de los peritos de la Demandada de mantener las previsiones nominales de precios del Brent sin cambios a largo plazo es razonable.

689. Los peritos de la Demandada calcularon un diferencial Maya-Brent del 14,11%, mientras que los peritos de las Demandantes alcanzaron un diferencial algo inferior al 13,65% para el período histórico. (a) Con respecto a Petrozuata, los peritos de la Demandada se basaron en los precios reales del CCO Petrozuata hasta el mes de julio de 2016 y aplicaron el diferencial histórico del CCO Maya-Petrozuata a su proyección de precios del Maya, que arrojó un diferencial promedio del 0,08%, por lo que la cotización del CCO Maya era algo inferior a la del CCO Petrozuata. Por otro lado, los peritos de las Demandantes pusieron los CCO Maya y Petrozuata a la par. Así, ambas Partes prácticamente coinciden en este punto. (b) Para Hamaca, los peritos de la Demandada, además de tener en cuenta todos los datos de ventas históricas hasta julio de 2016, incluyen el hecho de que, a partir del mes de octubre de 2008, el Proyecto Hamaca vendió un crudo de menor calidad denominado Mezcla Especial Hamaca, a causa del desempeño más bajo del mejorador y de la calidad del EHCO. En promedio, el CCO Hamaca se ha vendido al 98,36% del Maya. Los peritos de las Demandantes no tienen esto en cuenta; establecen el precio del CCO Hamaca un 5,56% por encima del Maya, y, de ese modo, inflan artificialmente la compensación. Las disposiciones de compensación del Convenio de Asociación Hamaca estipulan que la compensación se calculará asumiendo precios del Brent de USD 27 por barril (en dólares de 1996). Los peritos de la Demandada efectuaron los ajustes requeridos. (c) Con respecto a Corocoro, los peritos de la Demandada

tomaron datos de junio de 2007 a diciembre de 2015 para calcular el diferencial promedio entre los precios de los crudos Maya y Corocoro. Esto derivó en un diferencial promedio del 0,4%, que se aplicó a su proyección de precios hasta el año 2037. Los peritos de las Demandantes han aplicado los mismos precios en su valuación *ex post* de Corocoro.

690. El resultado de las diferencias entre los respectivos supuestos de precios de las Partes respecto de los cálculos *ex post* de las Demandantes y las disposiciones de compensación es que la valuación de las Demandantes realiza un movimiento descendente y pasa de 8.518 a 7.625 millones. Si, por otro lado, se excluye la compensación por las medidas que las Demandantes aceptan como no discriminatorias y se utiliza información adicional apropiada en materia de producción y costos, así como supuestos de precios adecuados, la cifra pertinente que debe compararse con el monto inicial de 8.518 millones se convierte en 1.484 millones.

691. En su valuación *ex ante*, los peritos de la Demandada proyectaron los diferenciales de calidad entre el WTI y los crudos provenientes de los Proyectos utilizando la relación de precios incluida en el Modelo Económico Compuesto (MEC). Los peritos se basaron en un estudio de 11 proyecciones de fuentes confiables y calcularon la mediana de las previsiones del WTI a fin de arribar a su previsión de referencia del WTI. Además, los peritos de la Demandada elaboraron una proyección de precios para el Maya, a la que luego se le aplica una relación de precios del 77,8% utilizada en el MEC de ConocoPhillips en aras de obtener las valuaciones de los Proyectos. Los peritos de las Demandantes introdujeron un descuento Maya a WTI del 20% en su valuación *ex ante*. Al hacerlo, inflaron artificialmente las proyecciones de precios del Maya y redujeron el diferencial Maya-WTI. Los peritos de la Demandada también recurrieron al MEC a efectos de obtener la relación de precios aplicable al crudo Corocoro. Esta proyección informa que el precio del crudo Corocoro cotizará al 106,7% respecto del Maya. Los peritos de las Demandantes basan su relación de precios en la infructuosa oferta de ConocoPhillips para obtener el crudo Corocoro en el mes de junio de 2008, por lo que mantuvieron una cotización del 102,7% respecto del Maya.

### 3. *Las Conclusiones del Tribunal*

#### a. *Petrozuata y Hamaca*

692. El Tribunal ha explicado que determinará la pérdida de las Demandantes durante el período histórico por referencia tanto a los precios reales del petróleo que se han presentado mediante la declaración del Testigo Figuera como a las facturas presentadas por la Demandada y respaldadas por documentos recopilados en diversos apéndices de las declaraciones del Sr. Figuera. No sigue la opinión de los peritos de la Demandada según la cual los cálculos pertinentes pueden verse afectados, en el caso de Hamaca, por las disposiciones de compensación de los Convenios de Asociación, que sí hacen referencia efectivamente a los precios del petróleo, pero no determinan su monto tal como se deriva del mercado petrolero.

693. A fin de ayudar al Tribunal a entender la prueba documental, las Partes presentaron conjuntamente durante la audiencia del mes de septiembre de 2017 una tabla que reproduce los precios que cada una de ellas considera año tras año a efectos de calcular los ingresos provenientes de las ventas de petróleo en Petrozuata y Hamaca. Esta tabla señala lo siguiente:

	Precios CCO Petrozuata (USD/Bbl)		Precios CCO Hamaca (USD/Bbl)	
	Precios de las Demandantes	Precios de la Demandada	Precios de las Demandantes	Precios de la Demandada
Julio-dic. 2007	70,14	70,14	72,95	76,31
2008	87,38	87,38	89,37	91,40
2009	55,49	55,49	59,31	50,19
2010	70,38	70,38	74,08	70,32
2011	100,42	100,42	104,12	93,57
2012	101,39	101,39	105,18	99,40
2013	100,49	100,49	102,64	100,58
2014	88,44	88,44	90,92	86,49
2015	43,24	43,24	46,70	43,35
2016	38,55	32,01	40,70	29,46
2017	47,36	47,14	50,00	46,33
2018	53,43	53,08	56,40	52,16
2019	56,99	54,15	60,16	53,22
2020	59,14	58,02	62,43	57,02
2021	68,89	58,02	72,72	57,02
2022	70,15	58,02	74,06	57,02
2023	72,37	58,02	76,39	57,02
2024	74,34	58,02	78,48	57,02
2025	76,47	58,02	80,73	57,02
2026	77,81	58,02	82,14	57,02
2027	79,18	58,02	83,58	57,02
2028	80,57	58,02	85,05	57,02
2029	82,13	58,02	86,70	57,02
2030	83,79	58,02	88,45	57,02
2031	85,47	58,02	90,22	57,02
2032	87,18	58,02	92,03	57,02
2033	88,92	58,02	93,87	57,02
2034	90,70	58,02	95,74	57,02
2035	92,51	58,02	97,66	57,02
2036	94,36	58,02	99,61	57,02
2037	--	--	101,60	57,02

694. El Tribunal toma los números proporcionados respecto de Petrozuata para los años 2007 y 2008 tal como los presentan las Partes sobre la base de la primera declaración del Sr. Figuera<sup>509</sup>. Para el período comprendido entre 2009 y 2015, los precios también se han presentado de común acuerdo y serán aplicados por el Tribunal. Tal como se mostrará *infra*, estos precios son idénticos o muy cercanos a los que se calculan sobre la base de las facturas presentadas por el Testigo Figuera<sup>510</sup>. El Tribunal observa que las Demandantes explican que sus peritos “determinan la relación

<sup>509</sup> Tabla presentada en la Audiencia de septiembre de 2017; Testimonio de Figuera, 20 de julio de 2009, párrs. 11/12.

<sup>510</sup> Tabla presentada en la Audiencia de septiembre de 2017; Apéndice 81 de Figuera (correspondiente a 2009-2013). El Apéndice 105 cubre parte del 2014, que es completado por el Apéndice 154 correspondiente a este año y por el

correcta entre los crudos de los Proyectos y observaron precios de referencia para dicho período histórico”<sup>511</sup> [Traducción del Tribunal]. La interpretación correcta es que estos peritos utilizaron los precios de venta que declaró el Sr. Figuera para 2007/2008 y a través de la muestra de facturas correspondientes a los años 2009 a 2015, y que emplean esta determinación de precios respecto de Petrozuata hasta el mes de julio de 2016<sup>512</sup>.

695. Las cifras que las Partes reportaron respecto de Hamaca no coinciden. Para los años 2007 y 2008, la Demandada recurre nuevamente a la primera declaración del Sr. Figuera<sup>513</sup>. Los precios de las Demandantes son inferiores. Si bien no puede encontrarse explicación alguna para esta diferencia respecto del año 2007, los peritos de las Demandantes alegan que no podrían utilizarse los precios de venta reales “porque el Proyecto ha estado vendiendo crudo de menor calidad a un valor algo inferior al Maya desde 2008, lo que refleja las decisiones gerenciales de PetroPiar a partir de la expropiación” [Traducción del Tribunal]. Concluyen que esto tuvo como efecto la reducción de los precios del crudo sintético Hamaca, lo que – según afirman – “desde nuestro punto de vista”, no habría ocurrido en un escenario contrafáctico<sup>514</sup> [Traducción del Tribunal]. Por lo tanto, las Demandantes avalan precios más elevados que aquellos facturados realmente entre 2009 y 2015. Los peritos de las Demandantes no han invocado prueba alguna en sustento de su alegación. Si el supuesto hubiera sido que el CCO Hamaca sufrió una reducción de su gravedad API, la información que se proporciona mediante las facturas (que se menciona en la tabla sobre Hamaca *infra*) demuestra que esto sería incorrecto. En la mayor parte entre los años de observación (2009-2013), la gravedad API varió en secuencias irregulares entre 20,62° y 22,64°, en tanto que los precios de venta reales se trasladaron de USD 55,50 (2009) a 100,58 (2011) y, finalmente, a 100,50 (2013); parece no haber relación de causalidad alguna entre los dos grupos de cifras.

696. La alegación de la Demandada, basada en las afirmaciones de su propio perito relativas a que desde octubre de 2008 el Proyecto Hamaca vendió un crudo de menor calidad denominado Mezcla Especial Hamaca, carece de todo fundamento en función de las facturas a las que se remiten los peritos, en las que no se proporciona ni dicha información de calidad, ni su efecto potencial en

---

Apéndice 158 correspondiente a 2015, ninguno de los cuales han sido presentados como pruebas, sino exclusivamente con fines informativos.

<sup>511</sup> Escrito Final de las Demandantes sobre la Cuantía, párr. 306.

<sup>512</sup> CLEX-086, Ingresos (PZ). Los peritos explican en su Informe de Actualización Consolidado, 17 de noviembre de 2016, párrs. 66-72, que utilizaron la proyección de referencia de precios del crudo a nivel mundial y precios del Maya que se exhibe en CLEX-087. Sin embargo, las cifras que se proporcionan en este anexo no se corresponden con los precios reales que han facturado los Proyectos y utilizado los mismos peritos en su valuación. Por último, agregaron que determinaron los precios pertinentes empleando los precios de mercado históricos (párr. 73), al menos, respecto de Petrozuata.

<sup>513</sup> Tabla presentada en la Audiencia de septiembre de 2017; Testimonio de Figuera, 20 de julio de 2009, párrs. 37/38.

<sup>514</sup> Abdala/Spiller, Informe de Actualización Consolidado, 17 de noviembre de 2016, párr. 73(c), que agrega en el párr. 165 que esto fue así “aparentemente” [Traducción del Tribunal]. La explicación de los peritos es inconsistente para el año 2008, en el que registran precios inferiores a los precios de venta reales en los que se basa la Demandada.

el precio.<sup>515</sup> Aun más, el argumento no encuentra sustento alguno en las alegaciones del Sr. Figuera con respecto a la calidad del EHCO suministrado y del mejorador<sup>516</sup>, con mayor razón aun en vista de que el Sr. Figuera no deduce consecuencias con respecto a los precios del petróleo de sus afirmaciones sin fundamento<sup>517</sup>.

697. Las explicaciones de la Demandada son menos convincentes que los números que pretendían confirmar. De hecho, los precios que presenta para los años 2009 a 2015 son los mismos (excepto por diferencias muy menores de redondeo y conteo) que los precios promedio que pueden derivarse de las facturas y las tablas resumidas presentadas al final de la audiencia del mes de marzo de 2017.

698. Con respecto a Hamaca, estas facturas fueron recopiladas originalmente por los empleados en el sitio a solicitud del Sr. Figuera<sup>518</sup>. Proporcionan las cifras pertinentes para cada carga y los totales relevantes por año, es decir, el volumen de barriles vendidos y el precio en USD por año, junto con la gravedad API de cada carga. A partir del monto total cotizado por año y de la cantidad correspondiente de barriles, pueden calcularse el precio promedio por barril y por año, así como la gravedad API anual.

699. Los peritos de las Demandantes utilizan un descuento Maya a WTI considerable del 20%<sup>519</sup> a efectos de reflejar “el consenso del mercado acerca del diferencial de precios pesado-liviano en el mercado del crudo”<sup>520</sup> [Traducción del Tribunal]. No explican el motivo por el cual este descuento basado en un precio del petróleo inferior debería ser tan elevado. Existe otro elemento de especulación en la elección de diferenciales de previsión entre el Brent y el Maya en el período comprendido entre julio de 2016 y octubre de 2016 exclusivamente (lo que genera una previsión de precios que es un 13,65% inferior al precio del Brent)<sup>521</sup>.

700. Los peritos de la Demandada invocan el diferencial WTI-Maya que obtienen de las facturas correspondientes al período comprendido entre los años 2009 y 2015. Dicho diferencial, tal como se había aplicado realmente durante ese período, era todavía un marcador confiable para determinar

---

<sup>515</sup> Brailovsky/Flores, Informe de Experto Consolidado sobre Valuación, 17 de noviembre de 2016, párr. 288.

<sup>516</sup> Cf. Testimonio Suplementario, párrs. 64-79.

<sup>517</sup> Cf. TR-S, Audiencia de septiembre de 2017, Día 18, págs. 4992:13-4994:5 (Friedman).

<sup>518</sup> Apéndice 42 de Figuera.

<sup>519</sup> Abdala/Spiller, Informe de Actualización Consolidado, 17 de noviembre de 2016, párr. 72.

<sup>520</sup> *Ibidem*, 17 de noviembre de 2016, párr. 65.

<sup>521</sup> *Ibidem*, 17 de noviembre de 2016, párr. 71. Los peritos explican de manera confusa que emplearon precios reales del Maya observados en el mercado entre junio de 2007 y diciembre de 2016, aunque no habían podido encontrar una muestra considerable de previsiones del diferencial Maya a WTI a largo plazo al mes de junio de 2007.

los precios del petróleo desde 2016 en adelante, tal como alegan correctamente los peritos de la Demandada<sup>522</sup>.

701. La proyección de precios de los peritos de las Demandantes a partir del año 2016 se basa en una muestra de aproximadamente 16 proyecciones, a partir de las cuales se identifica una mediana. El método que se ha aplicado suscita varias dudas, algunas de las cuales también han sido expresadas por la Demandada. (1) Las proyecciones que se desvían en proporciones extremas (“valores atípicos”) de la clara mayoría de las proyecciones deberían eliminarse, ya que es evidente que no son representativas de la tendencia que debe identificarse. (2) Las proyecciones basadas en la producción de petróleo en la región de los Proyectos deberían incluirse en una posición significativa; tampoco corresponde ignorar el índice West Texas Intermediate (WTI) como referencia para una valuación *ex post* (y reemplazarlo por un índice europeo), sino adoptar esta referencia a efectos de la valuación *ex ante*.

702. Desde otra perspectiva, la postura de los peritos de las Demandantes contrasta con el mundo real de los precios del petróleo durante 20 años. En efecto, los precios determinados por los peritos año tras año redundan en un doble aumento que no parece realista. Cuando se toma 2020 como año crítico (en el que la Demandada se abstiene de realizar cualquier previsión adicional), los precios del Brent de las Demandantes se incrementan año tras año, a un ritmo que no se identifica ni se explica. El curso natural de la evolución de precios es diferente: hay altibajos que luego se consolidan en un promedio que puede mostrar una línea ascendente. Además, desde el año 2026, el coeficiente de precios de las Demandantes también escala sin interrupciones (tanto para Petrozuata como para Hamaca): todos y cada uno de los aumentos de un año al siguiente son superiores al aumento anterior, lo que torna el aumento exponencial. La alegación de las Demandantes de que los precios del petróleo deben vincularse a la inflación (de origen estadounidense para los peritos) es demasiado simplista. Basta con observar varios años recientes en los que los precios del petróleo se movían mientras que la inflación se mantenía estable en muchos países.

703. En algún aspecto, la postura de los peritos de la Demandada según la cual ya no hay certezas disponibles a partir del año 2020 y, por ende, debería utilizarse una tasa plana hasta el final de la vida útil de cada uno de los Proyectos es interesante o, en los términos de la Demandada, “razonable”. Todo depende, no obstante, del significado de “tasa plana” y de cómo se implementa. La tasa plana de la Demandada durante 15 años es la tasa identificada para el año 2020, esto es, USD 58,02 respecto de Petrozuata y USD 57,02 respecto de Hamaca. Sin embargo, este no es el único método para determinar una tasa plana. A la luz de la necesidad de fijar una tasa lo más cercana posible al futuro estimado, una tasa plana determinada en función de un promedio durante varios años efectivamente se acercaría más a dicha meta. Tal como afirman los peritos de la Demandada, puede

---

<sup>522</sup> Cf. Brailovsky/Flores, Informe de Experto Consolidado sobre Valuación, 17 de noviembre de 2016, párrs. 286/289, que también hace referencia a sus Cálculos de Análisis y Proyecciones *Ex Post* al 31 de diciembre de 2016, Apéndice 408.

que sea difícil identificar esas tasas futuras año tras año, pero parece sumamente artificial detener el conteo de repente en 2020 y considerar aplicable la cifra de ese año para los 15 años venideros<sup>523</sup>. También se ha dicho que resulta perturbador mantener los precios planos cuando los costos se incrementan<sup>524</sup>.

704. Los peritos de la Demandada demuestran que otro enfoque es perfectamente posible cuando proceden a su valuación *ex ante*, en la que identifican precios que aumentan año tras año hasta el final de cada uno de los Proyectos, que ascienden hasta USD 71,48 respecto de Petrozuata en 2036 y hasta USD 76,80 respecto de Hamaca en 2037<sup>525</sup>. Si bien puede argumentarse que estos números se derivan del MEC y se relacionan estrictamente con una valuación *ex ante*, demuestran que una valuación que contiene un incremento en los precios del petróleo es posible, incluso si los supuestos subyacentes pueden ser objeto de debate.

705. Las conclusiones del Tribunal se desarrollan de la siguiente manera: (1) Durante los años 2007 a 2015, los precios que experimentaron las ventas de los Proyectos representan la información más confiable acerca de los ingresos obtenidos en un escenario contrafáctico. Las Partes coinciden en cuanto a las cifras aplicables a Petrozuata. El Tribunal toma los precios similares que surgen de las ventas Hamaca y, por consiguiente, descarta la alegación de los peritos de las Demandantes acerca de la calidad inferior del petróleo Hamaca que no es demostrada por los precios que efectivamente obtuvo el Proyecto. Los peritos también fracasan en su alegación de que una situación contrafáctica habría producido petróleo de calidad superior, pagado a precios más elevados. En este aspecto, el Tribunal también recuerda que los precios que han de considerarse determinan la pérdida sufrida por las Demandantes y su derecho de compensación. Por lo tanto, la carga de la prueba de las estimaciones aplicables y más confiables recae en las Demandantes.

---

<sup>523</sup> Esto también puede demostrarse en comparación con los análisis que realizaron los peritos en el año 2013 (Apéndice BF-010), en los que la tasa plana empezó en 2018 a USD 82,42 para Hamaca y a USD 83,24 para Petrozuata. Un año después, se estableció que la tasa plana comenzaría también en 2018, pero a un precio de USD 72,75 para Hamaca y de USD 73,54 para Petrozuata (Apéndice BF-215).

<sup>524</sup> TR-S, Audiencia de septiembre de 2017, Día 18, págs. 4987:17-4988:5 (Friedman).

<sup>525</sup> CLEX-085, Ingresos (PZ) y (HC).

Precios y Ventas CCO Petrozuata 2007 - 2015 (USD/Bbl)					
	Precios de las Demandantes USD	Precios de la Demandada USD	Barriles vendidos	Facturas USD	Precio por Barril Vendido USD
Julio-dic. 2007	70,14	70,14	15.568.593	1.091.900.000	70,13
2008	87,38	87,38	35.700.904	3.119.400.000	87,38
2009	55,49	55,49	33.197.701	1.842.584.901,38	55,50
2010	70,38	70,38	21.718.453	1.525.217.426,98	70,23
2011	100,42	100,42	24.114.978	2.425.577.496,25	100,58
2012	101,39	101,39	33.974.140	3.496.629.804,93	102,92
2013	100,49	100,49	29.660.975	2.980.831.978,58	100,50
2014	88,44	88,44	25.913.252	2.291.651.539,98	88,44
2015	43,24	43,24	22.213.048	960.435.949,07	43,24
1	2	3	4	5	6

Precios y Ventas CCO Hamaca 2007-2015 (USD/Bbl)						
	Precios de las Demandantes USD	Precios de la Demandada USD	Barriles vendidos	Gravedad API	Facturas USD	Precio por Barril vendido USD
2007 ½	72,95	76,31	28.939.154		2.208.400.000	76,31
2008	89,37	91,40	52.430.724		4.792.200.000	91,40
2009	59,31	50,19	39.845.387	22,64	1.999.276.756,27	50,18
2010	74,08	70,32	49.468.161	20,86	3.475.144.882,06	70,25
2011	104,12	93,57	47.449.859	21,26	4.439.787.139,08	93,57
2012	105,18	99,40	25.214.117	20,62	2.506.219.558,63	90,40
2013	102,64	100,58	47.131.231	21,69	4.740.565.039,75	100,58
2014	90,92	86,49	52.955.490	19,93	4.580.123.865,36	86,49
2015	46,70	43,35	51.287.407	19,68	2.223.505.411,11	43,35
1	2	3	4	5	6	7

706. (2) El Tribunal tampoco puede aceptar los ajustes o los diferenciales de precios que proponen los peritos de las Demandantes para los años a partir de 2016, que una vez más simplemente se consignan, pero no se explican ni reciben sustento probatorio. Por lo tanto, deben prevalecer los precios que proporciona la Demandada para los años 2016 a 2020.

707. (3) El Tribunal no comparte la posición de la Demandada que adopta una tasa plana basada en los precios considerados para el año 2020 hasta el final de la vida útil de cada Proyecto. En su propia valuación *ex ante*, la Demandada acepta que los precios del petróleo no permanecen fijos a un nivel idéntico durante muchos años, una posición que sería totalmente incompatible con nociones básicas de mercado y economía. En esta valuación, la Demandada alega que, entre 2020 y 2036 o 2037, los precios se trasladaron de USD 52,07 a USD 71,48 respecto de Petrozuata y de USD 54,85 a USD 76,80 para Hamaca, lo que representa un incremento anual aproximado de USD 1,17 respecto de Petrozuata y USD 1,22 para Hamaca. El Tribunal toma esto como un supuesto válido.

708. (4) Para los años 2021 en adelante, el Tribunal tiene como única prueba confiable los números que consideraron los peritos de la Demandada hasta 2020. Toma las cifras correspondientes a ese año (USD 58,02 para Petrozuata y USD 57,02 para Hamaca) como base a ser completada por un aumento promedio anual del 1,20% respecto de cada Proyecto. Por referencia a las tablas utilizadas *supra*, el precio final se convertiría en USD 77,22 (2036) para Petrozuata y en USD 77,42 (2037) para Hamaca.

709. (5) El Tribunal encuentra sustento adicional para su enfoque en la comparación entre los precios promedio correspondientes al período comprendido entre los años 2007 y 2020, y desde 2021 hasta el final de cada Proyecto, sobre la base de los Convenios de Asociación. Respecto de Petrozuata, el precio promedio para el primer período asciende a USD 68,70 y, para el segundo período, a USD 68,22, en tanto que, respecto de Hamaca, el promedio para el primer período asciende a USD 67,84 y, para el segundo período, a USD 67,82. Esto significa que, salvo por una diferencia muy pequeña, el precio promedio total por año correspondiente a cada Proyecto, contado entre 2007 y 2036/2037, es el mismo.

710. En esta coyuntura, en la presentación de las cifras pertinentes para los precios y las ventas, el Tribunal tiene en cuenta las fechas que determinó para el final de la producción respecto de cada Proyecto, es decir, 2026 para Petrozuata y 2036 para Hamaca.

Cálculo de Producción de Petróleo para la Venta y Precios por parte del Tribunal						
	Petrozuata			Hamaca		
	MMB	Precio por Barril vendido USD	Ingresos Totales USD	MMB	Precio por Barril vendido USD	Ingresos Totales USD
2007 ½	15.568.593	70,14	1.091.981.113	28.939.154	76,31	2.208.346.842
2008	35.700.904	87,38	3.119.544.992	52.430.724	91,40	4.792.168.174
2009	36.200.000	55,49	2.008.738.000	58.400.000	50,18	2.930.512.000
2010	36.200.000	70,38	2.547.756.000	58.400.000	70,32	4.106.688.000
2011	36.200.000	100,42	3.635.204.000	58.400.000	93,57	5.464.488.000
2012	36.200.000	101,39	3.670.318.000	58.400.000	99,40	5.804.960.000
2013	36.200.000	100,49	3.637.738.000	58.400.000	100,58	5.873.872.000
2014	36.200.000	88,44	3.201.528.000	58.400.000	86,49	5.051.016.000
2015	36.200.000	43,24	1.565.288.000	58.400.000	43,35	2.531.640.000
2016	36.200.000	32,01	1.158.762.000	58.400.000	29,46	1.720.464.000
2017	36.200.000	47,14	1.706.468.000	58.400.000	46,33	2.705.672.000
2018	36.200.000	53,08	1.921.496.000	58.400.000	52,16	3.046.144.000
2019	36.200.000	54,15	1.960.230.000	58.400.000	53,22	3.108.048.000
2020	36.200.000	58,02	2.100.324.000	58.400.000	57,02	3.329.968.000
2021	36.200.000	59,22	2.143.764.000	58.400.000	58,22	3.400.048.000
2022	36.200.000	60,42	2.187.204.000	58.400.000	59,42	3.470.128.000
2023	36.200.000	61,62	2.230.644.000	58.400.000	60,62	3.540.208.000
2024	26.600.000	62,82	1.671.012.000	58.400.000	61,82	3.610.288.000
2025	22.100.000	64,02	1.414.842.000	58.400.000	63,02	3.680.368.000
2026	19.000.000	65,22	1.239.180.000	58.400.000	64,22	3.750.448.000
2027				58.400.000	65,42	3.820.528.000
2028				58.400.000	66,62	3.890.608.000
2029				58.400.000	67,82	3.960.688.000
2030				58.400.000	69,02	4.030.768.000
2031				58.400.000	70,22	4.100.848.000
2032				58.400.000	71,42	4.170.928.000
2033				58.400.000	72,62	4.241.008.000
2034				51.000.000	73,82	3.764.820.000
2035				47.000.000	75,02	3.525.940.000
2036				43.000.000	76,22	3.277.460.000
Total	661.969.497		44.212.022.105	1.682.369.878		112.909.071.016
1	2	3	4	5	6	7

711. El siguiente y último paso en esta Sección consistirá en emparejar las cifras de ventas correspondientes a cada Proyecto con los costos que se han calculado en la Sección precedente y en determinar los Ingresos Brutos correspondientes a cada Proyecto (antes de Regalías e Impuestos). Las cifras resultantes son las siguientes:

Cálculos de Ingresos Brutos (Ventas menos Costos, antes de Regalías e Impuestos) para Petrozuata por parte del Tribunal				
	Ingresos Totales USD	CAPEX MM USD	OPEX MM USD	Ingresos Brutos Total USD
2007 ½	1.091.981.113	85.813	103.458	902.710.113
2008	3.119.544.992	176.990	261.244	2.681.310.992
2009	2.008.738.000	126.705	312.822	1.569.211.000
2010	2.547.756.000	105.247	225.955	2.216.554.000
2011	3.635.204.000	317.270	272.644	3.045.290.000
2012	3.670.318.000	128.310	319.819	3.222.189.000
2013	3.637.738.000	136.055	309.302	3.192.381.000
2014	3.201.528.000	137.119	446.230	2.618.179.000
2015	1.565.288.000	216.321	856.509	492.458.000
2016	1.158.762.000	93.743	186.863	878.156.000
2017	1.706.468.000	117.195	378.367	1.210.906.000
2018	1.921.496.000	189.419	276.241	1.455.836.000
2019	1.960.230.000	179.057	269.267	1.511.906.000
2020	2.100.324.000	183.992	263.113	1.653.219.000
2021	2.143.764.000	207.488	265.831	1.670.445.000
2022	2.187.204.000	149.166	272.498	1.765.540.000
2023	2.230.644.000	46.148	276.601	1.907.895.000
2024	1.671.012.000	20.000	250.000	1.401.012.000
2025	1.414.842.000	20.000	220.000	1.174.842.000
2026	1.239.180.000	20.000	200.000	1.019.180.000
Total	44.212.022.105			35.589.220.105
1	2	3	4	5

Cálculo de Ingresos Brutos (Ventas menos Costos, antes de Regalías e Impuestos) para Hamaca por parte del Tribunal				
	Ingresos Totales USD	CAPEX MM USD	OPEX MM USD	Ingresos Brutos Total USD
2007 ½	2.208.346.842	116.921	208.678	1.882.747.842
2008	4.792.168.174	417.921	625.275	3.748.972.174
2009	2.930.512.000	421.527	626.917	1.882.068.000
2010	4.106.688.000	182.103	443.297	3.481.288.000
2011	5.464.488.000	146.174	567.437	4.750.877.000
2012	5.804.960.000	350.002	744.160	4.710.798.000
2013	5.873.872.000	202.096	640.228	5.031.548.000
2014	5.051.016.000	235.575	914.465	3.900.976.000
2015	2.531.640.000	259.470	1.878.100	394.070.000
2016	1.720.464.000	94.319	451.853	1.174.292.000
2017	2.705.672.000	212.485	818.610	1.674.577.000
2018	3.046.144.000	260.926	616.715	2.168.503.000
2019	3.108.048.000	191.493	637.071	2.279.484.000
2020	3.329.968.000	182.882	688.082	2.459.004.000
2021	3.400.048.000	201.976	615.406	2.582.666.000
2022	3.470.128.000	277.184	619.871	2.573.073.000
2023	3.540.208.000	274.767	665.126	2.600.315.000
2024	3.610.288.000	243.948	590.777	2.775.563.000
2025	3.680.368.000	253.423	681.333	2.745.612.000
2026	3.750.448.000	283.123	681.315	2.786.010.000
2027	3.820.528.000	382.615	742.818	2.695.095.000
2028	3.890.608.000	273.277	824.859	2.792.472.000
2029	3.960.688.000	269.743	764.453	2.926.492.000
2030	4.030.768.000	170.038	762.063	3.098.667.000
2031	4.100.848.000	92.271	836.037	3.172.540.000
2032	4.170.928.000	65.764	910.093	3.195.071.000
2033	4.241.008.000	53.674	848.821	3.338.513.000
2034	3.764.820.000	30.000	700.000	3.034.820.000
2035	3.525.940.000	25.000	600.000	2.900.940.000
2036	3.277.460.000	20.000	500.000	2.757.460.000
Total	112.909.071.016			85.514.514.016
1	2	3	4	5

## b. Corocoro

712. El primer paso en el análisis de determinación de precios de Corocoro consiste en determinar el precio del petróleo Corocoro durante el plazo de duración del Proyecto:

Determinación de Precios de Corocoro (USD/Bbl)			
	Precios de las Demandantes <sup>526</sup>	Precios de la Demanda <sup>527</sup>	Precio por Barril vendido <sup>528</sup>
2008	86,16	86,16	86,70
2009	56,40	56,40	56,63
2010	71,64	71,64	70,62
2011	98,60	98,60	97,16
2012	99,43	99,43	99,42
2013	98,68	98,68	98,55
2014	88,83	88,83	87,89
2015	41,83	41,83	42,09
2016	38,71	33,15	
2017	47,55	47,29	
2018	53,64	53,25	
2019	57,22	54,33	
2020	59,38	58,21	
2021	69,17	58,21	
2022	70,43	58,21	
2023	72,66	58,21	
2024	74,64	58,21	
2025	76,78	58,21	
2026	78,12	58,21	
2027	79,49	58,21	
2028	80,89	58,21	
2029	82,46	58,21	
2030	84,13	58,21	
2031	85,81	58,21	
2032	87,53	58,21	
2033	89,28	58,21	
2034	91,06	58,21	
2035	92,88	58,21	
2036	94,74	58,21	
2037	96,64	58,21	
1	2	3	4

713. El Tribunal observa que ambas Partes adoptan la misma postura en cuanto a la determinación de precios del petróleo de Corocoro. Aceptan que, para el período comprendido entre los años 2008 y 2015, han de utilizarse los precios reales del petróleo experimentados con las ventas que ha informado el Testigo Figuera. El Tribunal adopta los números presentados conjuntamente por las

<sup>526</sup> CLEX-086, Precio.

<sup>527</sup> Apéndice 406 de Brailovsky/Flores; Cálculos de Análisis y Proyecciones *Ex Post* al 31 de diciembre de 2016, Apéndice 408.

<sup>528</sup> Apéndices 84-89 de Figuera, Apéndices 359, 360 de Brailovsky/Flores.

Partes, al mismo tiempo que advierte que son algo diferentes de los precios mencionados en los resúmenes anuales de ventas que declaró el Testigo Figuera. Las posiciones de los peritos de ambas partes también se tornaron idénticas respecto de los años transcurridos a partir de 2016. Los peritos de la Demandada habían derivado de los datos entre julio de 2007 y 2015 un diferencial promedio del 0,4% entre los precios de los crudos Maya y Corocoro que aplicaron a su previsión de precios<sup>529</sup>. Para su valuación de 2016, los peritos de las Demandantes entienden que esta cifra refleja el “diferencial histórico promedio” que aceptan aplicar como 0,4% por encima del Maya<sup>530</sup> [Traducción del Tribunal]. Por consiguiente, la Demandada destacó correctamente que los peritos de las Demandantes aplican el mismo método a efectos de la determinación de precios<sup>531</sup>. Sin embargo, al mirar las cifras reproducidas en las tablas resumidas del equipo de cada uno de los peritos, en las que se basan los cálculos adicionales en vista del cálculo de daños, parece que los números no coinciden. Tomando en primer lugar los números correspondientes a los años 2016 y 2020, las cifras de los peritos de las Demandantes<sup>532</sup> siempre son más elevadas que aquellas de los peritos de la Demandada<sup>533</sup>, aunque ambos lados han declarado que utilizaron el mismo método, incluso el mismo diferencial del Maya. La explicación que encuentra el Tribunal es la siguiente: los precios del Maya son diferentes para cada Parte<sup>534</sup>, y esto arroja precios del petróleo diferentes para los años 2016 a 2020.

714. Los peritos de las Partes han admitido que la determinación de precios del petróleo Corocoro sigue muy de cerca, si no en forma idéntica, a los precios que se aplican al CCO Petrozuata. Por lo tanto, debe prosperar la evaluación de los peritos de la Demandada según la cual, para los años 2016 a 2020, los precios de Corocoro coinciden con los de Petrozuata. Esto también significa que el diferencial del Maya empleado durante 2008 a 2015 se mantiene igual respecto de los años siguientes. Si bien los peritos de las Demandantes afirman que siguen el mismo método, en función de un diferencial del Maya del 0,4%, esto no es correcto, ya que tienen en cuenta una evolución diferente de los precios del Maya.

---

<sup>529</sup> Brailovsky/Flores, Informe de Experto Consolidado sobre Valuación, 17 de noviembre de 2016, párr. 295; Cálculos de Análisis y Proyecciones *Ex Post* al 31 de diciembre de 2016, Apéndice 408.

<sup>530</sup> Abdala/Spiller, Informe de Actualización Consolidado, 17 de noviembre de 2016, párr. 73(c). No obstante, los peritos también explicaron que, a partir de alrededor del comienzo del año 2010, tomaron el diferencial entre el Brent y el Maya; TR-S, Audiencia de marzo de 2017, Día 13, págs. 2096:13-2097:17 (Abdala).

<sup>531</sup> Escrito Final de la Demandada sobre la Cuantía, párr. 393.

<sup>532</sup> CLEX-086, Precio.

<sup>533</sup> BF-406, Ingresos (CR).

<sup>534</sup> Según los peritos de las Demandantes, el precio del Maya correspondiente a cada año desde 2016 en adelante es el siguiente: USD 38,55; 47,36; 53,43; 56,99; 59,14 (CLEX-086, Precio). Según los peritos de la Demandada, las cifras correspondientes son las siguientes: 33,02; 47,11; 53,04; 54,11; 57,97 (BF-406, Información sobre Precios). Sobre la base de cada grupo de números, los precios enumerados *supra* derivan de la multiplicación por el diferencial de 1,004.

715. Tal como el Tribunal ha concluido *supra* con respecto a la determinación de precios de Petrozuata y Hamaca a partir del año 2020, no puede seguir la elección de la Demandada de una tasa plana que permanezca constante hasta el final de los Proyectos. Un enfoque tan excesivamente artificial no puede determinar las pérdidas de las Demandantes. La evaluación más razonable de la previsión de precios es el modelo que considera el Tribunal para estos otros dos Proyectos, que consiste en un incremento de precios del 1,2% anual hasta el final del Proyecto.

716. El próximo paso consiste en aplicar las cifras correctas para los precios a los volúmenes de producción determinados *supra* hasta el final de la producción del Proyecto Corocoro, que es en el año 2026.

Cálculo de la Producción de Petróleo para la Venta, Precios y Costos en Corocoro por parte del Tribunal						
	MMB	Precio por Barril vendido USD	Ingresos Totales USD	CAPEX MM USD	OPEX MM USD	Ingresos Brutos Total USD
2007 ½	0	0	0	116.743	22.289	- 139.032.000
2008	7.182.000	86,16	618.801.120	56.868	215.420	346.513.120
2009	11.483.000	56,40	647.641.200	5.465	200.112	442.064.200
2010	13.152.000	71,64	942.209.280	164.777	144.780	632.652.280
2011	13.214.000	98,60	1.302.900.400	14.500	166.923	1.121.477.400
2012	13.479.000	99,43	1.340.216.970		192.962	1.147.254.970
2013	13.336.000	98,68	1.315.996.480		170.578	1.145.418.480
2014	12.839.000	88,83	1.140.488.370		234.309	906.179.370
2015	12.069.000	41,83	504.846.270		353.720	151.126.270
2016	11.027.000	33,15	365.545.050		75.608	289.937.050
2017	11.204.000	47,29	529.837.160		153.276	376.561.160
2018	9.411.000	53,25	501.135.750		114.793	386.342.750
2019	8.444.000	54,33	458.762.520		110.604	348.158.520
2020	7.747.000	58,21	450.952.870		108.018	342.934.870
2021	7.205.000	59,41	428.049.050		106.947	321.102.050
2022	6.765.000	60,61	410.026.650		109.044	300.982.650
2023	6.268.000	61,81	387.425.080		109.810	277.615.080
2024	5.741.000	63,01	361.740.410		111.412	250.328.410
2025	5.508.000	64,21	353.668.680		113.488	240.180.680
2026	5.297.000	65,41	346.476.770		115.564	230.912.770
Total	181.371.000		12.406.720.080			9.118.710.080
1	2	3	4	5	6	7

## IX. Regalías e Impuestos

### A. Observaciones Generales y Conclusiones

717. El régimen tributario de Venezuela plantea una de las cuestiones principales durante la negociación y la vida económica de los Proyectos. Muchos impuestos diferentes se han introducido o planteado con anterioridad a la expropiación. Para las Demandantes, constituyen una serie de medidas coercitivas que, según alegan, junto con la migración forzada, representan un conjunto de

actos discriminatorios que dan lugar a su derecho a la compensación que le reclamaban a PDVSA en el Arbitraje CCI.

718. Ante este Tribunal, el reclamo de las Demandantes se basa en la violación del Artículo 6 del TBI por parte de la República de Venezuela. El régimen tributario constituye en este contexto una parte de la vida económica y del valor de los tres Proyectos. Su impacto en la valuación de la pérdida de las Demandantes y su reclamo de daños es importante y debe tratarse en este punto del Laudo. Las disposiciones de compensación de los Convenios de Asociación Petrozuata y Hamaca no rigen el derecho de las Demandantes a la compensación que afirman se basa en el Tratado. Sin embargo, estas disposiciones pueden desempeñar un rol en el caso de que determinados impuestos constituyan actos discriminatorios que den lugar a un derecho de compensación que pueda contrarrestar el impacto de dichos impuestos.

719. Cada uno de los peritos valuadores de ambas partes ha establecido un listado de todas las regalías y los impuestos que consideran aplicables desde el 26 de junio de 2007 o en una fecha ulterior; también invocan la posición de su Parte respectiva<sup>535</sup>. Por ende, el Tribunal contabilizará los siguientes impuestos y contribuciones:

- (1) Regalía e Impuesto de Extracción, ambos operan conjuntamente como regalía a una tasa del 33,33%<sup>536</sup>.
- (2) Impuesto de Exportación del 0,1% tomado de los ingresos del petróleo vendido para exportación.
- (3) Contribución Ciencia y Tecnología del 2% tomada de los ingresos del año anterior provenientes de la venta de crudo, reducida al 1% en vigor a partir de 2012.
- (4) Contribución Antidrogas del 1%<sup>537</sup>.

---

<sup>535</sup> Cf. Abdala/Spiller, Actualización de Marzo de 2016, 18 de marzo de 2016, párr. 28; Brailovsky/Flores, Informe de Experto Consolidado sobre Valuación, 17 de noviembre de 2016, párrs. 140, 341. Cf. también las Tablas presentadas por las Demandantes el 20 de marzo de 2017.

<sup>536</sup> Los peritos de la Demandada aseveran que los Proyectos “habrían estado” sujetos a un impuesto de “Ventaja Especial” que habría de calcularse en relación con el monto de las regalías, los impuestos y las contribuciones pagados, pero su explicación carece tanto de precisión como de sustento probatorio [Traducción del Tribunal] (cf. Informe de Experto Consolidado sobre Valuación, 17 de noviembre de 2016, párr. 140/g, que también advierte que este impuesto no sería aplicable a Hamaca, cf. nota al pie 322). Este impuesto parece comparable al “Impuesto Fantasma” que mencionan los peritos de las Demandantes, pero que tampoco se explica ni proporciona por referencia a fuentes legales o de otro tipo (Abdala/Spiller, Cálculo de Indemnización de Daños para las Apropiaciones de las Inversiones de ConocoPhillips en Venezuela, Informe Suplementario, 13 de octubre de 2014, párr. 251/d).

<sup>537</sup> Los peritos de las Demandantes no contabilizan el impuesto antidrogas del 1% respecto del Proyecto Hamaca, sin ofrecer razones (Cálculo de Indemnización de Daños por las Apropiaciones de las Inversiones de ConocoPhillips en Venezuela, Informe Suplementario, 13 de octubre de 2014, nota al pie 290). Los peritos de la Demandada hacen referencia al Artículo 96 de la Ley Orgánica Contra el Tráfico Ilícito (BF-55), que no prevé una excepción semejante (Informe de Actualización Consolidado, 17 de noviembre de 2016, nota al pie 300). La diferencia de trato aparece en el MEC (LECG-085, págs. 14/15/pdf).

- (5) Contribución Social del 1% de los ingresos netos antes de impuestos correspondientes al año anterior<sup>538</sup>.
- (6) Impuesto sobre la Renta del 50% aplicable a los ingresos de cada Proyecto (menos regalías y otros impuesto y contribuciones aplicables).
- (7) Impuesto Ley Aporte del Deporte del 1% contabilizado a partir de 2012.

En suma, las regalías y contribuciones (1) a (5) operan antes del Impuesto sobre la Renta (6) que se aplica cuando estas contribuciones anteriores ya se han deducido.

720. Otra precisión se relaciona con la determinación del precio base al cual se aplican las regalías y el impuesto de extracción. Estos desembolsos no se computan al igual que todas las demás contribuciones (2 a 5), incluidos el impuesto para el deporte (7) y los impuestos sobre la renta (6). Se fijan por referencia a la cantidad de barriles extraídos, identificados como EHCO en el caso de Petrozuata y Hamaca<sup>539</sup>. La tasa del 33,33% se aplica al volumen y valor del EHCO utilizado para mejorar el crudo sintético pesado (CCO). A efectos de determinar dicho valor, el Ministerio de Energía y Petróleo (“MENPET”) fijaba y publicaba un precio de referencia del EHCO (también denominado “precio de regalía”) en forma mensual, de conformidad con una fórmula compleja incluida en una resolución gubernamental. Los peritos de cada lado han observado este método empleado a fin de cobrar la regalía y el impuesto de extracción del 33,33%<sup>540</sup>. Sin embargo, a efectos de determinar los volúmenes de producción aplicables y los precios que han de aplicarse en este aspecto, se han basado en sus propias estimaciones, lo que derivó en proyecciones divergentes de los cálculos de la regalía y del impuesto de extracción resultantes. Más aún, el impacto del Impuesto a las Ganancias Inesperadas también debe considerarse en este aspecto. Esta cuestión deberá examinarse en más detalle cuando se analice el último impuesto.

721. Para Corocoro, los peritos de ambas Partes mencionan un “Impuesto PEG” equivalente al 50% de los ingresos operativos anuales. No obstante, ninguno de los peritos fue más allá de la definición de la tasa en virtud del Artículo I del Convenio de Asociación. Dicha tasa debería evaluarse y determinarse sobre la base del Artículo 9 de los Procedimientos Contables del Convenio

---

<sup>538</sup> El Tribunal lo tomará en forma más simple y contabilizará este impuesto por referencia a los ingresos del mismo año.

<sup>539</sup> La documentación demuestra que se había realizado una distinción entre “Producción de EHCO” y “Producción Fiscalizada de EHCO”. La limitada prueba documental del Tribunal no permite aplicar tal distinción en forma consistente. Es seguro, al menos, que las diferencias de cantidad y valor son relativamente pequeñas.

<sup>540</sup> Cf. Abdala/Spiller, Informe Preliminar de Valoración de las Inversiones de ConocoPhillips en Venezuela, 12 de septiembre de 2008, Apéndice D, párr. 34; Brailovsky/Flores, Informe de Experto Consolidado sobre Valuación, 17 de noviembre de 2016, párr. 140(a), que también observa que la fórmula que ha de utilizarse para el cálculo del precio de referencia se estableció en la Resolución No. 3 del Ministerio de fecha 11 de enero de 2007, Artículo 5(e) (Informe de Experto sobre Valuación, 18 de agosto de 2014, nota al pie 322, BF-43). Las publicaciones mensuales del Ministerio no se han presentado ante el Tribunal.

de Asociación, que ningún perito ha tenido en cuenta. Sin ese análisis, contabilizar una tasa PEG sería pura especulación.

722. Las Partes y sus peritos disienten en cuanto a la aplicabilidad del Impuesto a las Ganancias Inesperadas que se introdujo en 2008 y se modificó varias veces desde entonces. Si bien esta legislación se examinará en detalle *infra*, otro argumento de la Demandada puede resolverse ahora. En efecto, argumenta que el Gobierno tenía el poder de adoptar medidas fiscales adicionales o cualquier otra medida que privara a los socios extranjeros en los Proyectos de cualquier ganancia considerada excesiva y ciertamente habría decidido ejercerlo<sup>541</sup>. Esta postura carece de todo sustento probatorio serio. No es necesario recordar en detalle la posición política de Venezuela durante las negociaciones de los Convenios de Asociación a fin de proteger su derecho soberano a privar a los inversionistas de los ingresos excesivos. Este derecho se mencionó expresamente en las Autorizaciones del Congreso. Las disposiciones de compensación fueron el resultado de la negociación que estuvo en el centro del debate entre las Partes. Estas disposiciones fueron una reacción a la posición del Gobierno de aumentar los impuestos cuando consideraba que no podía participar de manera suficiente en las utilidades resultantes del incremento de los precios del petróleo. Tal como se explicará *infra*, esto se había hecho mediante el Impuesto a las Ganancias Inesperadas. Por lo tanto, no tiene sentido argumentar que hay más para aplicar, sobre la base de declaraciones políticas, incluidas las declaraciones del Dr. Mommer, realizadas en su totalidad antes de que se promulgara el Impuesto a las Ganancias Inesperadas. La Demandada sabe y debe aceptar que no se ha implementado nada más que el Impuesto a las Ganancias Inesperadas a tal efecto y que todo aquello que vaya más allá de estas medidas es pura especulación, tanto para hoy como para el futuro cercano.

## B. El Impuesto a las Ganancias Inesperadas

### 1. *La Estructura Jurídica*

723. El pago de una “Contribución Especial sobre Precios Extraordinarios del Mercado Internacional de Hidrocarburos”, denominada “Impuesto a las Ganancias Inesperadas” (“Windfall Profit Tax”) o “Contribución Especial” (“Special Contribution”), se promulgó en el año 2008, mediante el Decreto No. 8.807 de fecha 15 de abril de 2008 (R-500, C-252/582). Era aplicable a la exportación o al transporte de hidrocarburos líquidos al exterior cuando, con respecto a cualquier mes, el precio promedio del crudo Brent superaba los USD 70 por barril. El impuesto se calculaba como USD 0,50 por cada dólar en que este precio promedio superaba los USD 70. Cuando este precio de referencia superaba los USD 100, el impuesto subía a USD 0,60 por dólar. La contribución especial debía pagarse al Fondo de Desarrollo Nacional (FONDEN). Debía computarse como costo a efectos de calcular el impuesto sobre la renta; esto significa que debía contabilizarse como regalía.

---

<sup>541</sup> Cf. Memorial de la Demandada de Contestación sobre la Cuantía, párr. 138; Escrito Final de la Demandada sobre la Cuantía, párr. 263.

724. El Decreto No. 8.163 de fecha 18 de abril de 2011 reestructuró el impuesto a las ganancias inesperadas (R-501, C-587). Por referencia a un precio fijado en la Ley de Presupuesto, debía pagarse el 20% (0,20 por dólar) como impuesto hasta un umbral del precio (extraordinario) promedio mensual de la cesta de hidrocarburos líquidos venezolanos de USD 70 por barril. Cuando los precios eran mayores y se tornaban “exorbitantes”, pero inferiores a USD 90 por barril, el impuesto subía al 80% para cualquier precio comprendido entre estos dos montos y subía aún más hasta el 90% dentro de un margen de USD 90 y USD 100, y hasta el 95% con respecto a cualquier monto por encima de USD 100.

725. En vigor a partir del 21 de febrero de 2013, el Decreto No. 40,114 modificó nuevamente la estructura de pagos (R-502, C-600). La tasa inicial del 20% subió del precio de la Ley de Presupuesto a USD 80 por barril (precio extraordinario). A partir de allí, cuando los precios subían y se consideraban “exorbitantes”, se aplicaba un impuesto del 80% hasta el umbral de USD 100, y por encima, se aplicaba un impuesto del 90% hasta el nivel de USD 110. Cuando los precios subían, es decir, alcanzaban o superaban USD 110, la tasa impositiva era del 95%.

726. El Decreto No. 8.807 de fecha 15 de abril de 2008 (Art. 2) y el Decreto No. 8.163 de fecha 18 de abril de 2011 (Art. 13) previeron la posibilidad de exoneración por parte del Ejecutivo Nacional “en beneficio de determinadas exportaciones, en el marco de las políticas económicas y de cooperación internacional”. El Decreto No. 40.114 de fecha 20 de febrero de 2013 confirmó dos casos de exención mencionados en el Decreto de 2011 en términos algo diferentes: (1) el caso de que la producción de petróleo derive de la ejecución de proyectos de nuevos desarrollos de yacimientos, así como los volúmenes asociados a los proyectos de recuperación o mejoramiento o a los proyectos de remediación de producción, declarados como tales por el Ministerio del Poder Popular con competencia en materia de petróleo y minería; (2) la exportación de los volúmenes al implementar Convenios Internacionales de cooperación o financiamiento.

727. Otro punto de interés general se relaciona con el Artículo 14 que fue introducido por el Decreto No. 8.163 de fecha 18 de abril de 2011 y que reza lo siguiente:

A los fines de garantizar el cumplimiento del objeto de este Decreto-Ley, se establece como precio tope máximo para el cálculo y liquidación de Regalías, Impuesto de Extracción e Impuesto de Registro de Exportación previstos en la Ley Orgánica de Hidrocarburos, hasta la cantidad de setenta dólares por barril (70 US\$/b).

El efecto de esta disposición fue que la regalía y el impuesto de extracción no se cobraban en la medida en que su precio de referencia superara el límite de USD 70. Para cualquier ingreso obtenido a través de precios por encima de este monto, el impuesto a las ganancias inesperadas sustituyó el pago de la regalía y del impuesto de extracción. El Decreto No. 40.114 de fecha 21 de febrero de 2013 aumentó el precio tope máximo de USD 70 a USD 80. Ni las Demandantes ni sus peritos advirtieron esta disposición. Los peritos de la Demandada han mencionado que, por encima de

USD 70, la regalía y el impuesto de extracción han sido sustituidos por el nuevo cálculo previsto por la legislación en materia de impuesto a las ganancias inesperadas<sup>542</sup>. El Testigo Figuera había observado con respecto a Corocoro que, en vigor a partir de mediados de abril de 2011, el precio de regalía se reduciría a USD 70; de modo similar, el límite subió a USD 80 a partir de marzo de 2013 cuando entró en vigor la revisión del Decreto de 2013<sup>543</sup>. El Tribunal no ha sido informado de ninguna modificación en el Artículo 14 de la Ley sobre el Impuesto a las Ganancias Inesperadas desde 2013.

## 2. *La Posición de las Demandantes*

728. Las Demandantes observan que Venezuela promulgó el denominado “impuesto a las ganancias inesperadas” (“Windfall Profit Tax”) (*WPT*, por sus siglas en inglés) menos de un año después de su expropiación de los Proyectos. Venezuela alega que, al momento de evaluar las inversiones expropiadas a la fecha del Laudo, el Tribunal debería tener en cuenta los sucesos posteriores a la nacionalización que tengan un impacto negativo en el valor, tales como el aumento de impuestos.

729. Los peritos de las Demandantes han considerado en sus previsiones de flujos de caja varios impuestos de aplicación general promulgados por Venezuela desde su expropiación ilícita. Sin embargo, el derecho internacional requiere que el *WPT* sea ignorado, por dos razones principales: (a) En primer lugar, el efecto de este gravamen especial posterior a la expropiación consistía en eliminar el beneficio de gran parte del incremento del valor de la inversión debido a mejores condiciones de mercado (esencialmente, precios del petróleo más elevados) entre las fechas de expropiación y valuación. Este aumento de valor es precisamente lo que el derecho internacional reserva a las Demandantes en el caso de expropiación ilícita. De conformidad con el derecho internacional, los Estados no pueden invocar medidas depresivas de valor promulgadas con posterioridad a una apropiación para reducir su obligación de compensación, en particular, cuando privarían al inversionista del beneficio de una valuación a la fecha del laudo. (b) En segundo lugar y, en todo caso, en función de los hechos específicos de este caso, el *WPT* es inaplicable por los siguientes motivos: (i) las Demandantes podrían haber gozado de una exención de la aplicación de esta ley especial, al igual que PDVSA; y (ii) la aplicación de este gravamen a los Proyectos de las Demandantes redundaría en un trato desigual, en violación del Artículo 4 del TBI. Cada una de las razones precedentes lleva a la misma conclusión: el Tribunal no debería reducir artificialmente la obligación de

---

<sup>542</sup> Brailovsky/Flores, Informe de Experto sobre Valuación, 18 de agosto de 2014, párrs. 205/206; Segundo Informe de Experto sobre Valuación, 7 de enero de 2015, párr. 192. Cf. BF-406, Ingresos.

<sup>543</sup> Tercer Testimonio Suplementario, 15 de agosto de 2014, párr. 104, Tabla 6, que también hace referencia a la Declaración de Impuestos y Regalías de PetroSucre correspondiente al año 2011, en la que se registra el impacto de la reducción del precio de regalía a USD 70 (Apéndice 84). Véanse también Declaraciones correspondientes a 2012 y 2013 (Apéndices 88 y 89 de Figuera).

compensación de Venezuela asumiendo la aplicación de este gravamen especial posterior a la expropiación a los Proyectos en el escenario contrafáctico.

730. Venezuela debe proveer reparación íntegra a fin de compensar a las Demandantes por la expropiación ilícita de sus inversiones. En ese caso, la responsabilidad del expropiante debería aumentar por el hecho de que su acto fuera ilícito. Una valuación a la fecha del laudo garantiza que, cuando haya una expropiación ilícita, cualquier incremento de valor desde la fecha de expropiación sea conservado por el inversionista damnificado y no se desvíe al Estado incumplidor. Venezuela no debería ser recompensada por privar a las Demandantes del beneficio de mejores condiciones de mercado desde la fecha de expropiación.

731. Las Demandantes alegan que Venezuela pretende negar la decisión del Tribunal sobre el acaecimiento de una expropiación ilícita mediante la aplicación del WPT a los Proyectos expropiados en el escenario contrafáctico. Los peritos de las Demandantes concluyeron que el WPT habría reducido el valor de los Proyectos en USD 4.400 millones. Sobre la base de la valuación presentada por los peritos de la Demandada, la reducción equivaldría al 49%. El efecto que produce la posición de Venezuela es aún más claro cuando se observa que su valuación a la fecha del laudo de USD 1.463 millones es inferior a su valuación a la fecha de expropiación de USD 1.872 millones. Venezuela intenta trastocar el principio de compensación total a través de la aplicación del WPT y así alcanzar un resultado aun peor para el inversionista que aquel que deriva de una apropiación lícita. Sería perverso permitirle a Venezuela protegerse de esta manera de las consecuencias de sus propios actos ilícitos. Le permitiría a cualquier Estado que cometiera una expropiación ilícita evitar las consecuencias financieras de sus actos gravando posteriormente con impuestos el aumento de valor al que el inversionista tiene derecho en virtud de una valuación a la fecha del laudo.

732. Las Demandantes también mencionan que, recientemente, el tribunal del caso *Yukos* confirmó que la víctima de una expropiación ilícita “debe gozar de los beneficios” y percibir el valor que las mejores condiciones de mercado podrían haberle agregado al bien expropiado hasta la fecha del laudo<sup>544</sup> [Traducción del Tribunal]. Venezuela invoca otra parte del laudo del caso *Yukos*, en la que el tribunal consideró la probabilidad de futuros aumentos de tasas para determinados impuestos y aranceles existentes en relación con su cálculo de la indemnización de daños anteriores al laudo. No obstante, el laudo destacó que, con anterioridad a la expropiación, (a) el inversionista ya había estado pagando dichos impuestos; y (b) sus tasas se habían incrementado en varias oportunidades, por lo que era probable que hubiera aumentos de tasas similares a futuro. Esa situación se distingue radicalmente de los hechos del caso que nos ocupa. Afirmar que, en virtud del derecho internacional, Venezuela puede conservar para sí miles de millones de dólares que las condiciones de mercado agregaron a las inversiones de las Demandantes luego de la expropiación es una proposición totalmente diferente.

---

<sup>544</sup> *Yukos Universal Limited (Isla de Man) c. La Federación Rusa*, Caso CPA No. AA 227, Laudo Final de fecha 18 de julio de 2014 (R-425).

733. Las Demandantes también argumentan que, en todo caso, su indemnización de daños no puede reducirse debido al WPT, puesto que, en el escenario contrafáctico, las Demandantes habrían gozado de una exención a la aplicación de este gravamen especial, al igual que PDVSA y otras compañías.

734. En primer lugar, las Leyes WPT han excluido de su alcance a las exportaciones a los Estados con los cuales Venezuela ha celebrado “Convenios Internacionales de cooperación o financiamiento”. La lista de Estados Exentos es extensa. Por ende, en el escenario contrafáctico, los Proyectos habrían dirigido sus exportaciones, en caso de ser necesario, a uno o más Estados Exentos a fin de poner dichas exportaciones dentro del alcance de la exención. Informes de prensa indican que PDVSA evitó USD 11.200 millones en concepto de WPT en 2013, lo que sugiere que el 57% de las exportaciones de PDVSA estaban exentas de las Leyes WPT con arreglo al Artículo 12.2. Los Convenios Internacionales de Venezuela con Estados Exentos tales como China y Rusia han creado uniones transitorias de empresas a las que se les garantiza una exención en virtud del Artículo 12.2 de la Ley WPT de 2011. Estas mismas uniones transitorias de empresas también reciben “incentivos fiscales”. Venezuela no ha proporcionado información en este aspecto, pero los informes de prensa indican que pueden incluir exenciones respecto de la Ley WPT de 2011.

735. En segundo lugar, la Ley WPT de 2011 excluye de su alcance a las exportaciones provenientes de los proyectos dedicados a la “optimización de recuperación de crudo” (EOR) sin limitaciones temporales (que se eliminaron mediante la reforma de la ley de 2013). Las Demandantes podrían haber intentado utilizar tecnología EOR en los Proyectos tanto Petrozuata como Hamaca, en particular, “Drenaje por Gravedad Asistida por Vapor” (SAGD) y lo habrían hecho. La propia PDVSA ha reconocido el valor de dichas tecnologías. Las subsidiarias de PDVSA y una gran cantidad de empresas mixtas se han beneficiado de esta exención respecto de la EOR.

736. En tercer lugar, los Proyectos podrían haber reducido considerablemente su posible exposición al WPT vendiendo la producción a nivel local en Venezuela.

737. En cuarto lugar, los Proyectos podrían haber reducido su exposición al WPT mediante pagos de “regalías en especie”, asignando volúmenes de hidrocarburos a las regalías adeudadas. En apariencia, Petropiar (Hamaca) se había beneficiado de dichos pagos.

738. Las Demandantes alegan que su posición se ve aún más fortalecida por la conducta de Venezuela en la fase de producción de documentos, en la que se rehusó a exhibir todos los documentos de respuesta vinculados a las exenciones del WPT y la forma en que se han aplicado. Queda claro que tanto PDVSA como las empresas mixtas han podido eludir en gran medida la aplicación de las Leyes WPT.

739. Según las Demandantes, Venezuela no niega que ellas puedan haber solicitado determinadas exenciones, aunque su respuesta es simplemente que se trata de una especulación y que Venezuela nunca les habría otorgado exenciones a las Demandantes luego de que se hubieran rehusado a migrar al régimen de empresas mixtas. Para las Demandantes, este argumento es infructuoso. (a) Las exenciones no deben “otorgarse”. Una vez que las Demandantes cumplieran con los requisitos, habrían tenido derecho a las exenciones pertinentes de pleno derecho. (b) El argumento de Venezuela de que solo las empresas mixtas podrían gozar de las exenciones pertinentes es incorrecto. Del texto del Artículo 12.2 de la Ley WPT se deduce que la exención allí contenida es aplicable a cualquier exportación a uno o más Estados Exentos. La insinuación de Venezuela de que habría penalizado a las Demandantes y les habría negado un derecho porque se negaron a renunciar a otro carece de seriedad. En suma, en el escenario contrafáctico, las Demandantes podrían haber sido podido aprovechar las diversas exenciones respecto de la aplicación del WPT –y razonablemente lo habría hecho–.

740. Por último, según las Demandantes, las partes coinciden en que el WPT se encuentra sujeto a las disposiciones del Artículo 4 del TBI, que garantiza que, con respecto a cualquier impuesto o exención fiscal, no les otorgarán un trato más favorable a sus propios nacionales (Trato Nacional) o a los nacionales de terceros Estados (NMF). Dado que PDVSA (y sus filiales) y otras empresas han podido gozar de una exención respecto de la aplicación del WPT, la posición de Venezuela en el presente arbitraje derivaría en que las Demandantes recibieran un trato menos favorable. En tal caso, la conducta ilícita del Estado debe ignorarse a efectos de valoración.

741. Las muchas exenciones otorgadas en virtud de la Ley WPT demuestran un caso de discriminación *prima facie*, que invierte hacia el Estado la carga de probar que no ha existido discriminación alguna. Venezuela no puede cumplir con esa carga aquí, en particular, en vista de su exhibición manifiestamente incompleta de documentos.

742. En primer lugar, Venezuela argumenta que las Demandantes no se encontraban en “circunstancias similares” por el hecho de tener “un único marco contractual”. Este argumento colapsa cuando se lo compara con la ley. Si las Demandantes hubieran cumplido con los requisitos, habrían tenido derecho a una exención del WPT de pleno derecho. No existe distinción alguna entre las entidades que operan en función de un contrato y las entidades controladas por el Estado o de su propiedad o una compañía estatal. A Venezuela no le cuesta adoptar la posición de que las Demandantes se encuentran sujetas al WPT, a pesar de su especial base “contractual”, aunque luego invoca el mismo argumento en sustento de su postura de que las Demandantes no se encuentran sujetas a las exenciones de la ley.

743. En segundo lugar, Venezuela argumenta que el WPT pondría a las Demandantes en una posición menos favorable que los términos de los Convenios de Asociación. La simple respuesta a

ello es que la ley no hace diferencias según los arreglos contractuales de una determinada entidad. Venezuela no puede aplicar la ley de manera diferente a distintos inversionistas.

744. En tercer lugar, Venezuela alega que las Demandantes no pueden demostrar un trato preferencial basado en la nacionalidad, ya que tanto los inversionistas holandeses como los no holandeses recibieron exenciones del impuesto a las ganancias inesperadas. Esta proposición ignora el propósito mismo del estándar NMF, que consiste en proteger a todos los inversionistas del trato discriminatorio. Un Estado simplemente no puede inmunizarse de responsabilidad discriminando a algunos inversionistas y no a todos.

### 3. *La Posición de la Demandada*

745. La Demandada se opone a la posición de las Demandantes según la cual su reclamo les da derecho a beneficiarse de incrementos de valor posteriores a la expropiación y los impuestos las privarían de dicho beneficio. Ninguna parte de la decisión del caso *Chorzów* ni de ninguna otra decisión concede a las Demandantes inmunidad respecto de las cargas fiscales u otros sucesos posteriores a la expropiación que no les gusten. Los impuestos a las ganancias inesperadas promulgados por Venezuela constituyen un ejercicio legítimo y válido de la autoridad tributaria soberana. Las circunstancias cambiantes de la industria petrolera internacional han llevado a los gobiernos de todo el mundo a promulgar cambios fiscales y regulatorios, incluso impuestos a las ganancias inesperadas, en respuesta a los precios del petróleo en franco aumento. Las alegaciones de las Demandantes de que Venezuela está intentando “aislarse” de, y “anular” los efectos del fallo del Tribunal sobre expropiación ilícita mediante la aplicación de impuestos a las ganancias inesperadas en su valuación carecen de fundamento. Las Demandantes también acusan a la Demandada de promulgar estos impuestos especialmente para reducir la valuación en el presente Arbitraje, pero la legislación obviamente no fue sancionada con ese propósito. El hecho es que el nuevo impuesto tenía un ámbito de aplicación amplio en el sector petrolero del país y que Venezuela ha recaudado aproximadamente USD 12.000 millones en concepto de dichos impuestos en el período comprendido entre los años 2008 y 2013.

746. Las reformas de la Ley en 2011 y 2013 contenían determinadas categorías de exenciones para (i) actividades relacionadas con la ejecución de nuevos proyectos; (ii) actividades destinadas a incrementar la producción mediante recuperación mejorada en proyectos en curso; (iii) la exportación de los volúmenes en ejecución de Convenios Internacionales de cooperación o financiamiento; y (iv) actividades de remediación. Las exenciones deben ser aprobadas en cada caso, con sujeción a la discrecionalidad del Ministerio de Petróleo. Una directiva del Ministerio de 2013 aclaró que (i) la producción base generada por la producción en curso de pozos existentes no está sujeta a exenciones; (ii) solo los volúmenes de producción que derivan de actividades de recuperación mejorada (incluidos los pozos nuevos) están sujetos a exenciones; y (iii) las actividades de mantenimiento no califican como exención (R-503, C-615). Los proyectos de las Demandantes

obviamente no estaban sujetos a exenciones bajo la categoría de “nuevos” proyectos. Las exenciones en concepto de recuperación mejorada o actividades de remediación se limitaban a la parte específica de la producción generada por dichas actividades; los Proyectos en su conjunto no estarían sujetos a exenciones. Las afirmaciones de las Demandantes de que podrían haber modificado sus operaciones a fin de estar exentas para la categoría de “nuevos proyectos” son meras especulaciones.

747. No hay fundamento alguno para pretender que a las Demandantes se les otorgarían exenciones de los impuestos a las ganancias inesperadas. Tras haberse negado a migrar, es poco creíble suponer que de todas maneras se les habrían otorgado exenciones de los impuestos a las ganancias inesperadas. El argumento de las Demandantes de que, en dicho caso, serían discriminadas en violación del Artículo 4 de Tratado Holandés es infructuoso. Esta disposición trata la discriminación basada en la nacionalidad entre inversionistas que se encuentran en circunstancias similares. En ausencia de tal discriminación, no existe violación alguna. El factor esencial es el de estar en “circunstancias similares”, cuando se compara el trato de un nacional del Estado receptor o de un nacional de un tercer Estado. Las Demandantes tienen la carga de establecer todos los elementos del criterio. Las Demandantes no establecieron su reclamo hipotético con arreglo al Artículo 4 en virtud de ninguno de los elementos requeridos. No pueden demostrar que los inversionistas supuestamente preferidos se encontrarán situados en circunstancias similares. Así, por ejemplo, no basta con desarrollar actividades en la industria de hidrocarburos. Las Demandantes no pueden compararse con inversionistas dedicados a nuevos proyectos que se encuentran en las etapas iniciales ni pueden compararse con inversionistas en proyectos antiguos. Las Demandantes tenían un único marco contractual, creado en virtud del marco regulatorio anterior a la migración, que era totalmente diferente. Ninguna de las empresas mixtas tiene disposiciones de compensación en sus contratos, tales como las que se incluyen en los Convenios de Asociación.

748. Las Demandantes no pueden demostrar que las exenciones del impuesto a las ganancias inesperadas hayan tornado otros proyectos más favorables que los términos de los Convenios de Asociación. En todo caso, las Demandantes han dejado bastante en claro que no deseaban aceptar la migración. No pueden demostrar el trato supuestamente preferencial aplicado en función de la nacionalidad. Por el contrario, el expediente aclara que tanto los inversionistas holandeses como los no holandeses recibieron exenciones del impuesto a las ganancias inesperadas. Asimismo, el trato diferente no incumple las obligaciones de NMF o trato nacional si hay una política o un fundamento racional y objetivo que justifique el trato. La industria petrolera es de vital importancia para la economía de Venezuela. No solo era razonable, sino también legítimo, que el Estado utilizara incentivos fiscales como método para garantizar la vitalidad de dicho sector. Por último, las obligaciones NMF son “sin perjuicio de la libertad contractual” [Traducción del Tribunal]. Al igual que las Demandantes obtuvieron arreglos contractuales extraordinarios, otros inversionistas pueden obtener otros arreglos, y, de ese modo, el Estado no incumple las obligaciones de NMF o trato nacional.

749. La Demandada observa que las Demandantes no tiene respuesta alguna ante el supuesto de que, tal como declaró el Dr. Mommer, si la Nacionalización de 2007 no hubiera ocurrido, el Gobierno habría adoptado otras medidas fiscales a fin de aumentar la “toma gubernamental” y, desde el punto de vista jurídico, podría haberlo hecho. Eso es lo que el Dr. Mommer tenía en mente cuando describió el mecanismo de compensación como un “límite definido contractual para los impuestos sobre ganancias excesivas”. Compensar a las Demandantes como si fueran inmunes a dicha medida no sería un ejercicio del mundo “contrafáctico”; sería otorgar a las Demandantes beneficios que nunca imaginaron obtener cuando emprendieron los Proyectos. Se acepta otro límite: “[e]l gobierno tiene el derecho de introducir medidas fiscales siempre que no sean expropiatorias”<sup>545</sup>.

750. En suma, el argumento de las Demandantes sobre los impuestos a las ganancias inesperadas es incorrecto desde el punto de vista fáctico e insostenible desde el punto de vista jurídico por múltiples razones. El argumento de las Demandantes en su totalidad acerca de esta cuestión se olvida del aspecto principal, que es no solo que los impuestos a las ganancias inesperadas promulgados se habrían aplicado en el escenario “contrafáctico” de las Demandantes, sino también que el Gobierno indudablemente habría ejercido sus derechos soberanos plenos a promulgar impuestos adicionales en aras de capturar todas las ganancias excesivas generadas por los elevados precios del petróleo, hasta el límite fijado en los mecanismos de compensación establecidos por los topes de precios acordados respecto de los proyectos de mejoramiento. Si bien el Tribunal puede suponer que el Estado no habría excedido dichos límites, dando lugar así a la obligación del Estado de indemnizar a las compañías, bien puede asumir también que el Estado no habría favorecido a las asociaciones que no deseaban aceptar la nueva estructura de empresas mixtas con un trato fiscal más favorable del que se negoció al inicio de dichos proyectos.

#### 4. *Las Conclusiones del Tribunal*

751. El Tribunal comparte la opinión de las Demandantes de que una valuación a la fecha del laudo debe procurar que, cuando haya una expropiación ilícita, cualquier incremento de valor desde la fecha de expropiación sea conservado por el inversor damnificado y no se desvíe al Estado incumplidor. Las Demandantes no deberían verse privadas del beneficio de mejores condiciones de mercado. Sin embargo, una aseveración tan amplia mezcla las nociones de valor y beneficio. Las Demandantes plantean su argumento como si los ingresos brutos contaran por sí solos; no tienen en cuenta ninguna disminución de valor que hubiera ocurrido desde la fecha de expropiación, manteniéndose inmunes a incrementos de costos e ignorando completamente cualquier variación del régimen tributario.

---

<sup>545</sup> TR-S, Audiencia de febrero de 2017, Día 6, pág. 104:14-16 (Kahale).

752. El Tribunal recuerda que la expropiación en vigencia a partir del 26 de junio de 2007 se dirigió a los Convenios de Asociación que regían cada uno de los tres Proyectos. El contenido de la apropiación estaba compuesto de las leyes y obligaciones consagradas en estos fundamentos de los Proyectos. Esto significa necesariamente que cualquier disposición relevante para identificar el régimen tributario de los Proyectos es parte de lo que se ha “apropiado”, como consecuencia de lo cual la parte damnificada que reclama compensación no puede reclamar más de lo que pretendía recibir sobre la base del Convenio de Asociación pertinente.

753. Desde el momento de la negociación de los Convenios de Asociación, se acordó que el Gobierno aceptaba reducir, en determinadas condiciones y dentro de los límites que eran objeto de debate entre las Partes, las regalías, las contribuciones gubernamentales y los impuestos aplicables. En el marco de las disposiciones de compensación de los Convenios de Asociación vinculados a Petrozuata y Hamaca, se estableció claramente durante las negociaciones y dentro de las cláusulas expresas de las Autorizaciones del Congreso que el Gobierno de Venezuela tenía plena autonomía en el ejercicio de su poder soberano, incluida, en particular, su facultad de fijar el régimen tributario de los socios en los Convenios de Asociación<sup>546</sup>.

754. Por lo tanto, el Tribunal concluye que las modificaciones del régimen tributario basadas en el poder soberano del Gobierno se incluyeron en lo que se denomina la fase contrafáctica de los Proyectos, sin perjuicio de una posible compensación en virtud de las disposiciones pertinentes de los Convenios de Asociación Petrozuata y Hamaca.

755. Asimismo, también se había dejado en claro durante las negociaciones que la facultad del Gobierno de aumentar la carga tributaria de los Proyectos se relacionaba directamente con el incremento de los precios del petróleo. El Gobierno tendrá su parte del aumento de las ganancias resultante de las condiciones de mercado más favorables para la venta de petróleo. Incluso si el Tribunal aceptare la afirmación de las Demandantes de que, como víctimas de una expropiación ilícita, tenían derecho a gozar de los beneficios de los Proyectos incluidos aquellos derivados de mejores condiciones de mercado, estos beneficios no incluían una liberación completa de cualquier incremento en el régimen tributario. Todo lo contrario. Ese aumento de impuestos era parte del escenario contrafáctico, dado que también era parte de una valuación *ex ante* (en vista de la dificultad de estimar el incremento de impuestos que había de esperarse).

---

<sup>546</sup> A modo de ejemplo, la Condición Décima Sexta de la Autorización del Congreso del Proyecto Petrozuata (C-10A, R-21/92) establecía que las disposiciones del Convenio de Asociación y, en particular, su régimen de compensación en el caso de trato discriminatorio, serán “sin menoscabo del derecho soberano a legislar, inherente a la existencia misma de los poderes legislativos nacionales, estatales y municipales”. La Autorización de Hamaca equivalente establecía en su Condición Décima Novena lo siguiente: “El Convenio de Asociación, la creación y operación de Entidades y otras actividades no impondrán obligación alguna a la República de Venezuela o restringirán el ejercicio de sus derechos soberanos, ...” (R-93, C-132).

756. El Tribunal también observa que la posición de las Demandantes según la cual fueron víctimas de un nuevo régimen tributario que se dirigió específicamente a ellas a efectos de reducir su aspiración de compensación derivada del aumento de los precios del petróleo a partir del año 2007, no encuentra sustento alguno en la legislación y su aplicación práctica, ni en las posiciones respectivas de las Partes en el procedimiento que nos ocupa. La política del Gobierno se les había comunicado claramente en ese momento: el propósito consistía en ofrecer un incentivo fiscal para Proyectos de Desarrollo a fin de ayudar a los operadores a incrementar su producción hasta tanto hubieran recuperado su inversión<sup>547</sup>; esto no supone un objetivo dirigido en contra de las Demandantes. La Demandada emitió un Informe de Gestión de PDVSA 2013 que demuestra que, durante 2008 a 2013, se había recaudado un monto de USD 12.280 millones en concepto de Contribución Especial en virtud de las Leyes WPT, con un promedio de alrededor de USD 3,5 millones en los años 2011 a 2013 (R-499). Los Estados Financieros de PDVSA correspondientes a los ejercicios 2011-2013 consignan montos en millones de USD 13.247 (2011), 14.994 (2012) y 10.435 (2013)<sup>548</sup>. Las Demandantes no impugnaron estas cifras. Si el WPT se dirigiera directamente en contra de las Demandantes, la Circular de Oferta de PDVSA de fecha 8 de noviembre de 2013 no podría no incluir algún indicio de dicho propósito. La Circular explica<sup>549</sup> que alrededor de USD 60 millones se habían financiado como contribución social entre 2010 y junio de 2013; este monto se encuentra muy por encima de lo que se habría esperado como contribución de los tres Proyectos.

757. Las Demandantes argumentan correctamente que la cuestión consiste en determinar si Venezuela podía reducir su responsabilidad por un acto ilícito sobre la base de otro acto ilícito<sup>550</sup>. Sin embargo, al darle una respuesta negativa a esta pregunta, de ninguna manera se establece que el WPT fuera un acto ilícito. El inversionista extranjero estableció una relación contractual que tenía como fundamento mismo el posible aumento de impuestos derivado del incremento de los precios del petróleo, combinado con el resarcimiento por compensación en el caso de acto discriminatorio. Las Demandantes no pueden reclamar el beneficio del incremento de los precios del petróleo con posterioridad a la expropiación al mismo tiempo que rechazan el aumento de impuestos por parte del Estado, que puede poner en funcionamiento el mecanismo de compensación, acordado entre todos los socios en particular para una situación de esa naturaleza. Las tasas aplicables en virtud de las Leyes WPT estaban muy por debajo del nivel en el cual podrían haber privado a las

---

<sup>547</sup> Cf. Ministro Ramírez citado en un informe de PDVSA del mes de abril de 2011, C-589; artículos de Reuters de la misma época, C-588, C-590.

<sup>548</sup> PDVSA, Estados Financieros Consolidados, 2013, 2012, 2011 (C-616, pág. 38/pdf). La contribución correspondiente a 2010 ascendía a USD 392 millones; PDVSA, Estados Financieros Consolidados, 2012, 2011, 2010 (C-562, pág. 41). Los respectivos montos correspondientes a 2008 y 2009 fueron USD 14.733 y 1.865 millones; Informe Anual de PDVSA 2009, pág. 794; este Informe contiene una lista de los proyectos respaldados por el FONDEN en 2009 (pág. 801). El Informe Anual de PDVSA correspondiente a 2015 (CLEX-090) contiene una lista de todas las contribuciones anuales al FONDEN de 2006 a 2015; los números son USD 10.400 MM para 2014 y USD 976 MM para 2015 (página 92).

<sup>549</sup> C-610, págs. 10, 30, 41, 90.

<sup>550</sup> Cf. TR-S, Audiencia de septiembre de 2017, Día 18, págs. 5009:11-5017:16 (Partasides).

Demandantes de la ganancia resultante del incremento de los precios del petróleo. La situación también era mucho menos drástica debido al hecho de que la reforma de 2013 redujera la carga tributaria de las empresas petroleras<sup>551</sup>. Por último, puesto que el WPT era tratado como regalía y no como impuesto sobre la renta, tuvo como efecto la reducción del último impuesto en un 50%; por consiguiente, su impacto financiero se vio reducido a la mitad en términos nominales<sup>552</sup>. El impacto del WPT también se vio atenuado por los efectos del Artículo 14 (no observado por las Demandantes), lo que redujo el precio de referencia de la regalía a USD 70 y, posteriormente, a USD 80.

758. Cuando las Demandantes mencionaron en su Memorial presentado el 15 de septiembre de 2008 la primera versión del WPT<sup>553</sup>, aprobada el 15 de abril de 2008, no alegaron que el nuevo impuesto tuviera el propósito de capturar cualquier compensación futura adeudada a los inversionistas en los tres Proyectos. Dicha intención parece aún más artificial a la luz del hecho de que, en ese momento, ConocoPhillips y el Gobierno venezolano todavía estaban intentando negociar la compensación por la expropiación que había tenido lugar el 26 de junio de 2007, y evitar así un procedimiento de arbitraje que habían iniciado las Demandantes el 2 de noviembre de 2007<sup>554</sup>.

759. Las Demandantes alegan correctamente que las exportaciones a los Estados con los que Venezuela ha celebrado “Convenios Internacionales de cooperación o financiamiento” habrían constituido una oportunidad de excluir las Leyes WPT. No obstante, el hecho es que no se había suscrito ningún acuerdo que pudiera haber atraído exportaciones de petróleo producido por los Proyectos a uno de los Estados exentos. Y tal como demuestran los ejemplos de Rusia (C-583) y China (C-585, C-601, C-622), dichos convenios suponen un pago sustancial del Estado extranjero (2.200 millones en el caso de Rusia y un bono de 900 millones en el caso de China), cuya contrapartida era la exención del WPT. Las Demandantes no plantean más que una simple hipótesis acerca de su participación en dicho convenio internacional, sin considerar la inversión adicional que habría sido necesaria para obtener la ventaja accesoria de ser excluidas del alcance del WPT. En un escenario contrafáctico, no hay incentivo alguno que hubiera hecho que dicho convenio de excepción fuera atractivo para Venezuela, tornando la ecuación financiera establecida mediante los Convenios de Asociación más favorable a los inversionistas extranjeros.

---

<sup>551</sup> El efecto de esta disminución fue explicado en la Circular de Oferta de PDVSA de fecha 8 de noviembre de 2013 (C-610, págs. 4, 35); la disminución entre los primeros seis meses de los años 2012 y 2013 fue de USD 3.810 millones (de 6.447 a 2.637).

<sup>552</sup> Por lo tanto, no tiene sentido afirmar que Venezuela introdujo un impuesto selectivo que intentaba transferir los miles de millones de valor de la inversión a sí misma, lo que torna insignificante el concepto de expropiación ilícita; TR-S, Audiencia de marzo de 2017, Día 15, págs. 2695:4-11, 15-22 (Friedman).

<sup>553</sup> Memorial, párrs. 253/254.

<sup>554</sup> Cf. Decisión Interlocutoria, párrs. 94-131.

760. La alegación de las Demandantes de que habrían obtenido exclusiones de la Ley WPT en función de la tecnología EOR que pensaban implementar se basa en razones muy débiles a la luz del futuro incierto de dicha tecnología en el marco de los Convenios de Asociación. Se necesitaría más información y evidencia para demostrar que la inversión complementaria requerida para dicha tecnología compensaría los pagos de impuestos necesarios en virtud del WPT. En todo caso, la mayor parte de la producción en virtud de los Proyectos no se habría realizado a través de esa moderna tecnología que es la única que se vería favorecida por una exención. Cabe recordar, en efecto, que la exención efectivamente se aplicaba solo a proyectos específicos, que en uno de los ejemplos mencionados por las Demandantes comprendía una inyección de vapor suministrada a un conjunto de 5 pozos en el año 2012 y de 104 pozos en el año 2013 (C-615/618), mientras que, en otro ejemplo vinculado a PetroPiar, se otorgó una exención en 2013 para un período comprendido entre abril y diciembre de 2011 por el monto de aproximadamente USD 24 millones, lo que dejó un monto restante en concepto de impuestos de USD 320 millones para el mismo período (R-519, C-606). No podía esperarse exención alguna para la producción en frío y el mantenimiento, que constituían las actividades principales de los Proyectos<sup>555</sup>.

761. Puede que haya sido posible reducir la exposición al WPT vendiendo más petróleo en el mercado interno. Sin embargo, los Proyectos estaban manifiestamente orientados a las ventas de petróleo en el exterior. Las Demandantes no realizan ningún intento de cuantificar los volúmenes que habrían vendido a nivel local con el beneficio de ser exentas del WPT<sup>556</sup>. El argumento de que podrían haberse realizado pagos de regalías en especie también carece de sustento. En ese caso, el Estado debería estar interesado; no se ha aportado prueba alguna en sustento de tal perspectiva<sup>557</sup>. El ejemplo de PetroPiar que se supone que es un beneficio “aparente” de este tipo no está soportado por las pruebas aportadas<sup>558</sup>.

---

<sup>555</sup> PDVSA recibió exenciones por el monto de USD 1.583 millones (2013), 3.712 millones (2012) y 1.585 millones (2011); PDVSA, Estados Financieros Consolidados, 2013, 2012, 2011 (C-616, pág. 38/pdf). En los años 2012 y 2013, recibió un subsidio del Gobierno de USD 5.241 y 6.683 millones, respectivamente, que consta en las cuentas como reembolso a través del FONDEN (*ibídem*).

<sup>556</sup> Los peritos de las Demandantes aplican el impuesto de exportación en función de los ingresos por ventas totales, sin descuento alguno por ventas en el mercado interno; cf. CLEX-086, Ingresos. Los peritos de la Demandada adoptan la misma posición; cf. BF-406, FCL Contractual.

<sup>557</sup> Las Demandantes no observan que un cambio semejante en la producción implicaría una disminución en el mejoramiento y los costos para la instalación de la planta para tratar Mesa y Merey, y entregar crudo como pago de la regalía. La cuestión había sido examinada durante la Reunión de la Junta Directiva de Hamaca de fecha 23 de febrero de 2006, a propuesta de PDVSA, en la que ConocoPhillips no solo expresó preocupación por la posibilidad de causar problemas en el yacimiento a más largo plazo y costos, sino que también advirtió que sería necesario procurar que los beneficios a largo plazo no se sacrificaran por beneficios a corto plazo (C-342, págs. 3/4). También se mostró reticencia durante la Reunión del Comité de Operaciones de Hamaca de fecha 8 de febrero de 2006 (Apéndice 50 de Figuera, págs. 4/5).

<sup>558</sup> Estados Financieros, CLEX-094, págs. 143, 186, 232/pdf.

762. Las Demandantes se quejan de que Venezuela se negó a exhibir en la fase de producción de documentos todos los documentos de respuesta vinculados a las exenciones del WPT y la forma en que se han aplicado. El Tribunal acepta que tanto PDVSA como las empresas mixtas han podido estar exentas en gran parte de la aplicación de las Leyes WPT. El Tribunal observa, sin embargo, al momento de investigar los Estados Financieros de las empresas mixtas que han asumido el control de Petrozuata y Hamaca, que estos Proyectos le han pagado montos considerables al FONDEN, entidad que recaudaba la contribución especial. El Tribunal también concluye que la evaluación de las opciones principales de exención ha demostrado que los Proyectos, en un escenario contrafáctico, tenían pocas posibilidades, si no ninguna posibilidad, de gozar del beneficio considerable de ser exentos del pago de la contribución especial. E incluso si hubiera existido alguna posibilidad de exención, las Demandantes no proporcionan estimación ni evidencia alguna de los montos del WPT que habrían podido ahorrar si hubieran continuado con los Proyectos. Asimismo, incluso si fuese cierto que la Demandada no dio a conocer todos los documentos que se le solicitó presentar<sup>559</sup>, las Demandantes no indicaron si esa documentación adicional habría demostrado que tenían alguna otra oportunidad de obtener exenciones de la Ley WPT en el futuro y en qué medida<sup>560</sup>, o las cantidades que, supuestamente, habrían ahorrado. A modo de ejemplo, la presentación de todos los convenios de cooperación pertinentes con países extranjeros no ayuda a probar que las Demandantes habrían gozado del beneficio de un acuerdo semejante en las condiciones imperantes sobre la base de los Convenios de Asociación.

763. En vista de la anterior conclusión, el argumento de las Demandantes de que, al cumplir con los requisitos, habrían tenido derecho a una exención del WPT de pleno derecho, no puede prosperar. Asimismo, el Artículo 12.1 de la Ley WPT sobre la exención para ingresos generados por la ejecución de nuevos proyectos dispone expresamente que los parámetros principales serán establecidos por el Ministerio y que la resolución surgirá de una declaración del Ministerio, lo que significa que esta autoridad gubernamental goza de cierta discrecionalidad para aceptar o denegar una exención en un caso particular. En forma similar, las exportaciones en el marco de las políticas económicas y de cooperación internacional se encuentran sujetas a exoneración parcial o total por parte del Ejecutivo Nacional (Art. 13), lo que significa que el Gobierno actúa a su propia discrecionalidad. La única disposición más afirmativa es el Artículo 12.2, que prevé una exención en el caso de exportación en ejecución de Convenios Internacionales de cooperación o financiamiento; esto debe ser así por la simple razón de que la exención es parte de dicho acuerdo. Cuando consideran este marco jurídico, aquellos que solicitan exenciones del WPT deben esperar recibir un trato diferente, según si cumplen o no con los requisitos legales y administrativos. Contrariamente a la posición de las Demandantes, ellas no tienen argumentos para afirmar que, desde el inicio, fueron puestas en “circunstancias similares”, por oposición al “trato discriminatorio”.

---

<sup>559</sup> Para una lista de los documentos exhibidos, cf. Escrito Post-Audiencia de la Demandada, 19 de mayo de 2017, párr. 203.

<sup>560</sup> Cf. Escrito Post-Audiencia de las Demandantes, 19 de mayo de 2017, párr. 199.

764. Puede ocurrir, por lo tanto, que el WPT ponga a las Demandantes en una posición menos favorable que los términos de los Convenios de Asociación o viceversa. Contrariamente a la opinión de las Demandantes, la ley puede establecer diferencias según los arreglos contractuales de una entidad determinada, por ejemplo, en relación con su capacidad de introducir tecnología de inyección de vapor. Los propios términos de las exenciones legales demuestran que la ley puede aplicarse de manera diferente a distintos inversionistas, teniendo en cuenta si cumplen o no con el conjunto de requisitos en su totalidad.

765. El Tribunal advierte que, si bien las Demandantes insisten en haber recibido un trato menos favorable que otros inversionistas que habían aprovechado las exenciones disponibles, no invocan las disposiciones muy específicas que contienen los Convenios de Asociación Petrozuata y Hamaca en materia de actos discriminatorios. De hecho, si los requisitos aplicables se cumplen, estas disposiciones pueden prever un trato jurídico diferente de la interpretación del WPT por parte de las Demandantes y aplicable en un escenario contrafáctico<sup>561</sup>.

766. En conclusión, el Tribunal resuelve que el Impuesto a las Ganancias Inesperadas habría sido aplicable a los Proyectos. No se ha demostrado argumento alguno en favor de una exención ni se han aportado pruebas en sustento de ello. La posible relevancia de las disposiciones de compensación de los Convenios de Asociación Petrozuata y Hamaca se evaluará más adelante. En este punto, hay que determinar el impacto contable de la Ley WPT. Surge de la estructura jurídica explicada *supra*. La Ley y sus modificaciones posteriores funcionan por capas que establecen umbrales y márgenes que determinan el porcentaje aplicable del impuesto. La Ley establece una distinción entre precios extraordinarios y precios exorbitantes. El primer tipo de precios se determina por referencia a la diferencia entre el Precio de Presupuesto de Venezuela y la cesta de hidrocarburos líquidos venezolanos. El segundo tipo de precios se define como porcentaje entre dos precios que sirven de límite respecto de cada una de las varias categorías que ascienden del Precio de Presupuesto a los distintos niveles de precios que se establecen en la Ley.

767. El Tribunal nota que los peritos de las Demandantes recibieron instrucciones de no evaluar el Impuesto a las Ganancias Inesperadas. Deben haberlo hecho de todos modos, porque le informaron al Tribunal que, ya sea que el WPT se aplique o no, la diferencia de tributación es del 21%, lo que, en el caso de las Demandantes, constituiría una reducción en comparación con la posición de la Demandada<sup>562</sup>. También incluyeron en su Valuación Plena del mes de diciembre de 2016 una

---

<sup>561</sup> Cf. Escrito Post-Audiencia de la Demandada, 19 de mayo de 2017, párrs. 198-201, 210, 216, que resalta que las disposiciones de compensación serían relevantes si el Impuesto a las Ganancias Inesperadas se considerara un Acto Discriminatorio. Esto se ha negado porque los aumentos en las regalías supuestamente no son discriminatorios; TR-S, Audiencia de marzo de 2017, Día 15, págs. 2800:7-2801:19 (Kahale). Sin embargo, la solución contraria también se aceptó como posible; TR-S, *ibídem*, págs. 2838:20-2839:21 (Kahale).

<sup>562</sup> Abdala/Spiller, Informe de Refutación, 21 de abril de 2016, párr. 55; Informe de Actualización Consolidado, 17 de noviembre de 2016, nota al pie 12; TR-S, Audiencia de febrero de 2017, Día 6, págs. 183:5-185:9 (Spiller); Escrito Post-Audiencia de las Demandantes de 2017, párr. 189.

sección sobre el impuesto a las ganancias inesperadas, que sigue en gran parte la presentación preparada por los peritos de la Demandada<sup>563</sup>. El Tribunal advierte que, si bien las Demandantes se oponen a la aplicación del WPT en el presente caso, no formularon objeciones en ese aspecto tal como han alegado los peritos de la Demandada en sus informes y en sus cálculos al mes de diciembre de 2016<sup>564</sup>. Esto reviste importancia principalmente para la fijación del Precio de Presupuesto de Venezuela y la cesta de hidrocarburos líquidos venezolanos<sup>565</sup>. El Tribunal también observa que las cifras que se mencionarán *infra* reflejan la producción y las ventas presentadas *supra*, incluidos los precios consignados, todos los cuales son diferentes de aquellos que invocan las Partes. En particular, el Tribunal no considerará una tasa plana para los precios relevantes en años posteriores de los Proyectos.

768. No obstante, la fijación del Precio de Presupuesto requiere especial atención. Este precio representa el umbral mínimo que genera la aplicación de la tasa impositiva tan pronto como y en la medida en que el precio de la Cesta venezolana alcanza un monto superior. La Cesta venezolana representa un precio promedio calculado en función de los precios reales del petróleo. En el presente caso, esta Cesta, en la mayoría de los años, se encuentra muy cerca de los precios reales a los que se vendía el petróleo en los tres Proyectos<sup>566</sup>. El Precio de Presupuesto tiene otra función porque determina el nivel mínimo al que puede operar el WPT. Contiene un componente político importante de la estructura del impuesto a las ganancias inesperadas.

769. A modo de ejemplo, cuando la Ley WPT entró en vigor en el año 2008, el Precio de Presupuesto se estableció en USD 70, en tanto que la Cesta venezolana promedio ascendía a USD 89,55. El Artículo 1 de la Ley fijó una tasa impositiva del 50% que había de aplicarse a la diferencia entre este Precio de Presupuesto y esta Cesta, esto es, USD 9,77. En otros años, la Ley de Presupuesto estableció el Precio de Presupuesto en un nivel inferior, p. ej., USD 40, 50 o 60, como consecuencia de lo cual la base de tributación de precios extraordinarios se amplió, cuando se considera una hipótesis en la que la Cesta venezolana permanece constante. Por ende, la determinación del Precio de Presupuesto constituye un elemento clave a efectos del cálculo del WPT aplicable a los precios extraordinarios (el último se establece en USD 70 y, posteriormente, en USD 80).

---

<sup>563</sup> CLEX-086, Impuesto a las Ganancias Inesperadas, que hace referencia a BF-333/335; Abdala/Spiller, Cálculo de Daños, Presentación, 27 de marzo de 2017, diapositiva 27.

<sup>564</sup> BF-406, Contribución Especial.

<sup>565</sup> Con respecto a este precio de cesta, véase también Cálculos de Análisis y Proyecciones *Ex Post* de los peritos de la Demandada al 31 de diciembre de 2016, BF-Apéndice 408.

<sup>566</sup> Por esta razón y a efectos de mantener la coherencia con el cálculo del Tribunal de los precios futuros del petróleo, el Tribunal procede a un ajuste del precio de la Cesta venezolana en la misma línea. En particular, el Tribunal no acepta el método de los peritos de la Demandada basado en tasas planas con respecto a esta Cesta a partir del año 2021; cf. BF-408.

770. La información que obra en el expediente del Tribunal en cuanto al método para establecer el Precio de Presupuesto correspondiente a cada año es escasa. El Tribunal puede considerar realistas los Precios de Presupuesto que ofrecen los peritos de la Demandada para el período histórico hasta fines del año 2016; los peritos de las Demandantes no formularon objeciones en ese aspecto si bien deben haber tenido acceso a la información pertinente que es de dominio público. Para los años 2017 a 2020, los peritos de la Demandada mantienen un Precio de Presupuesto de USD 40<sup>567</sup>. Para los años posteriores a 2020, conservan la misma tasa que una tasa plana y se quedan con el método que han adoptado con otros precios del petróleo. Dicha opción es especialmente inapropiada en lo que respecta al Precio de Presupuesto. Cuando se aplica una tasa plana a las tasas de mercado en el futuro, puede argumentarse que la evolución de los precios de mercado es tan incierta que lo más apropiado es establecer la tasa media en un nivel fijo. Con respecto al Precio de Presupuesto, la situación es diferente. Este precio ciertamente guarda relación con los precios de mercado, pero es sobre todo una referencia política, puesto que fija el umbral mínimo a partir del cual el WPT interviene sobre los precios extraordinarios. El hecho de que el Precio de Presupuesto se establezca, por ejemplo, en USD 40 o 60 tiene el efecto de que la capa del WPT del 20% para los precios extraordinarios se aplique al segmento de precios comprendido entre USD 40 y 70, o 60 y 70, lo que arroja una diferencia de USD 4 por cada dólar de ingresos.

771. Una mirada rápida a las originales explicaciones presupuestarias que se encuentran en el expediente del Tribunal demuestra el componente político y económico del Precio de Presupuesto. Cuando este precio se estableció en USD 60 en los años 2014 y 2015, se afirmó que, con ese precio, se valoraban las expectativas e incertidumbres del mercado internacional de crudos, teniendo en cuenta también la vulnerabilidad de los precios del petróleo<sup>568</sup>. Para estos dos años, el Precio de la Cesta venezolana fue de USD 88,54 en 2014 y de USD 44,69 en 2015. Al advertir la disminución de precios en el año 2015, el Gobierno debe haber sido sensible a la posible fijación de precios elevados respecto del Precio de Presupuesto en 2015. Esto tuvo una consecuencia importante en el año 2016, cuando el Precio de la Cesta bajó a USD 32,02: el Gobierno redujo el Precio de Presupuesto a USD 40, explicando esto como consecuencia del descenso de los precios del crudo en los mercados internacionales<sup>569</sup>. Esta experiencia demuestra que un Precio de Presupuesto de USD 40 se vincula evidentemente a un período de precios de mercado bajos, en el que el Gobierno debe tener la precaución de no incrementar los impuestos por encima de proporciones razonables. La estabilidad del régimen tributario frente a la fijación de precios altamente volátiles también era una cuestión a tener en cuenta. Por consiguiente, cuando el Precio de Presupuesto se estableció en USD 40 en 2011, fue con la intención de obtener máximas ganancias del aumento de precios<sup>570</sup>, pero

---

<sup>567</sup> Cf. BF-406, Contribución Especial, presentado junto con Informe de Experto Consolidado sobre Valuación, 17 de noviembre de 2016; BF-333, Tabla 5, presentado junto con Actualización de Valuación, 18 de marzo de 2016.

<sup>568</sup> Cf. Exposición de Motivos del Proyecto de Ley de Presupuesto para el Ejercicio Fiscal 2014 (BF-049, página 23) y 2015 (BF-384, página 21).

<sup>569</sup> Cf. el informe televisivo de fecha 1 de diciembre de 2015, página 2 (BF-385).

<sup>570</sup> Cf. Exposición de Motivos del Proyecto de Ley de Presupuesto para el Ejercicio Fiscal 2011 (BF-045, página 23).

este enfoque fue luego corregido en 2012 cuando se advirtió que debía preferirse un enfoque más prudente, lo que derivó en un nivel de precios de USD 50<sup>571</sup>, que se incrementó a USD 55 en el año 2013<sup>572</sup>, antes de subir nuevamente en 2014 a USD 60. Por lo tanto, cuando en los años posteriores a 2016, los precios suben o puede esperarse que suban nuevamente, no resulta convincente considerar un Precio de Presupuesto bajo de USD 40 para todos los años futuros como tasa plana. Los peritos de la Demandada no tienen explicación alguna para suponer que dicha tasa plana sería aplicable hasta el fin del plazo de duración de los Proyectos. Su postura es insostenible cuando se la contrasta con el Precio de Presupuesto que los mismos peritos habían adoptado dos años antes: en efecto, en sus cálculos adjuntos a su Segundo Informe de fecha 7 de enero de 2015<sup>573</sup> y a su Informe de Experto de fecha 18 de agosto de 2014<sup>574</sup>, el Precio de Presupuesto se estableció en un nivel plano de USD 60 desde 2014 y hasta el fin de los Proyectos. Por ende, los propios supuestos de estos peritos sustentan la opinión de que el Precio de Presupuesto de USD 40 fue excepcional para el año de precios bajos 2016, mientras que los precios experimentados en 2014 y 2015 (entre USD 45 y 90) pueden aumentar el Precio de Presupuesto al nivel de alrededor de USD 60, a fin de no cobrar en exceso el beneficio financiero de la producción de petróleo en Venezuela. El Tribunal concluye que el supuesto más razonable de los Precios de Presupuesto considerados desde el año 2017 asciende a USD 60, que coincide tanto con el precio real en 2014 y 2015 como con el monto que han previsto los peritos de la Demandada antes de que los precios del petróleo se desplomaran en el año 2016. El Tribunal también advierte que todos los conocimientos y la experiencia pertinentes relacionados con el cálculo del Precio de Presupuesto en los años posteriores a 2016, incluido su componente político, se encuentran en manos del Gobierno de Venezuela que comparece como Demandada en el presente caso. Por ende, la Demandada tiene pleno conocimiento de la importancia de la determinación adecuada del Precio de Presupuesto y tuvo la oportunidad de ofrecer pruebas al Tribunal más allá de las especulaciones de sus peritos.

772. Resta otro punto. Los peritos de la Demandada reconocieron que el WPT sustituye sus tasas por las tasas en concepto de regalía e impuesto de extracción por encima de un umbral de USD 70 y USD 80, respectivamente<sup>575</sup>. Aplicaron estos montos como límite máximo, en el caso de que el

<sup>571</sup> Cf. Exposición de Motivos del Proyecto de Ley de Presupuesto para el Ejercicio Fiscal 2012 (BF-046, página 23).

<sup>572</sup> Cf. Exposición de Motivos del Proyecto de Ley de Presupuesto para el Ejercicio Fiscal 2013 (BF-048, página 23).

<sup>573</sup> Apéndice BF-210, Tabla 5, presentado junto con Brailovsky/Flores, Segundo Informe de Experto sobre Valuación, 7 de enero de 2015.

<sup>574</sup> Apéndice BF-004, Tabla 5, adjunto al Informe de Experto sobre Valuación, 18 de agosto de 2014. Este informe menciona, en la nota al pie 328, que se había realizado esta elección, sin explicaciones adicionales.

<sup>575</sup> La presentación de los peritos de la Demandada no está exenta de confusión. En su cálculo de compensación actualizado presentado con su Segundo Informe de fecha 7 de enero de 2015, se tiene en cuenta el precio de referencia de regalía de USD 70 y, posteriormente, USD 80 (BF-210, Tabla 4; véase también BF-005, Tabla 4). No obstante, el propio informe subraya que las regalías no están sujetas al límite máximo de los precios establecidos por la legislación en materia de ganancias inesperadas (cf. Segundo Informe de Experto sobre Valuación, 7 de enero de 2015, nota al pie 315). En el cálculo adjunto al Escrito Consolidado del mes de noviembre de 2016, los límites de USD 70 y USD 80 se mencionan como “Ajuste de Precios de Referencia de B&F (Cap)”; cf. BF-406, Ingresos. Los cálculos incluidos en el

precio de referencia de regalía real basado en la fórmula de precios del Ministerio fuera más elevado. De hecho, esto sucedió en el período de precios altos comprendido entre los años 2011 y 2014 exclusivamente, en tanto que, en los demás años, los precios permanecieron por debajo de este umbral. Dicho cálculo evita la doble tributación: la tasa de regalía del 33,33% se aplica sobre la base de la producción total de EHCO, mientras que el WPT se aplica por referencia al volumen total de petróleo mejorado vendido. El Artículo 14 de la Ley WPT exige la separación de los dos regímenes en la línea fijada por el umbral mencionado *supra*. Por debajo de los precios de USD 70 (o USD 80 a partir de 2013), se aplica la regalía y el impuesto de extracción del 33,33%; por encima de ese límite, esta tasa es inaplicable y es reemplazada por las tasas determinadas por la Ley WPT. Este precio representa el umbral más bajo de lo que la Ley WPT califica como “precios exorbitantes”. Los precios por debajo de ese nivel, pero aún por encima del precio de la Ley de Presupuesto fijado para cada ejercicio fiscal, se denominan “precios extraordinarios” y se les aplica una tasa impositiva del 20% (Art. 7), junto con la regalía y el impuesto de extracción. Por encima de ese límite, cada uno de los dos regímenes fiscales opera por separado. Por lo tanto, el Tribunal considerará el precio de referencia correspondiente a la Regalía en la etapa apropiada que surja del Artículo 14 de la Ley WPT.

773. Los términos calculados de la aplicación del WPT en cada uno de los Proyectos son los siguientes:

---

Apéndice 408 no hacen referencia al precio de Regalía resultante del Artículo 14 de la Ley WPT. Los peritos nunca mencionan esta disposición.

WPT – Petrozuata							
	MMB	Ingresos Totales USD	Precio de Venta USD	Cesta Venezolana	Precio de Presupuesto <sup>576</sup>	Tasa <sup>577</sup>	Impuesto USD
2007 ½	15.568.593	1.091.981.113	70,14				--
2008	35.700.904	3.119.544.992	87,38	89,55	70	6,15 <sup>578</sup>	219.560.559
2009	36.200.000	2.008.738.000	55,49	56,48	70	--	0
2010	36.200.000	2.574.756.000	70,38	71,57	70	0,19	68,780
2011	36.200.000	3.635.204.000	100,42	100,66	40	26,68 <sup>579</sup>	965.816.000
2012	36.200.000	3.670.318.000	101,39	103,37	50	32,20	1.165.640.000
2013	36.200.000	3.637.738.000	100,49	101,22	55	23,10 <sup>580</sup>	836.220.000
2014	36.200.000	3.201.528.000	88,44	88,54	60	10,80	390.960.000
2015	36.200.000	1.565.288.000	43,24	44,69	60	--	0
2016	36.200.000	1.158.762.000	32,01	32,02	40	--	0
2017	36.200.000	1.706.468.000	47,14	48,42	60	--	0
2018	36.200.000	1.921.496.000	53,08	54,51	60	--	0
2019	36.200.000	1.960.230.000	54,15	55,62	60	--	0
2020	36.200.000	2.100.324.000	58,02	59,59	60	--	0
2021	36.200.000	2.143.764.000	59,22	60,79	60	0,15	54.300
2022	36.200.000	2.187.204.000	60,42	61,99	60	0,39	141.180
2023	36.200.000	2.230.644.000	61,62	63,19	60	0,63	228.060
2024	26.600.000	1.671.012.000	62,82	64,39	60	0,87	231.420
2025	22.100.000	1.414.842.000	64,02	65,59	60	1,11	245.310
2026	19.000.000	1.239.180.000	65,22	66,79	60	1,35	256.500
Total		44.212.022.105					3.579.422.109
1	2	3	4	5	6	7	8

<sup>576</sup> Según la primera versión de la Ley WPT, la referencia era USD 70, y no el Precio de Presupuesto. La comparación debía realizarse con el precio del crudo Brent, y no con la Cesta venezolana. El Tribunal hace referencia a los precios reales del petróleo vendido.

<sup>577</sup> Las tasas aplicables son aquellas pertinentes respecto de cada capa determinada por el Decreto y aplicables a cualquier período de tiempo fijado por la legislación. Los precios aplicables respecto de cada capa no se reiteran aquí.

<sup>578</sup> La tasa correspondiente a 2008 se ha ajustado de 8,69 a 6,15 porque el Decreto No. 8.807 entró en vigor, a más tardar, recién el 15 de abril de 2008.

<sup>579</sup> En el año 2011, la tasa fue de 15,21 hasta el mes de abril cuando el Decreto No. 8.163 entró en vigor, con lo cual la tasa subió a 31,40, lo que derivó en una tasa combinada correspondiente al año de 26,68.

<sup>580</sup> En el año 2013, la tasa fue de 29,15 hasta el 20 de febrero de 2013 cuando el Decreto No. 40.114 entró en vigor y redujo la tasa general a 22,00, lo que derivó en una tasa combinada por año de 23,10.

WPT – Hamaca							
	MMB	Ingresos Totales USD	Precio de Venta USD	Cesta Vene- zolana	Precio de Pre- supuesto	Tasa <sup>581</sup>	Impuesto USD
2007 ½	28.939.154	2.208.346.842	76,31				--
2008	52.430.724	4.792.168.174	91,40	89,55	70	7,58	397.424.887
2009	58.400.000	2.930.512.000	50,18	56,48	70	--	0
2010	58.400.000	4.106.688.000	70,32	71,57	70	0,16	93.440
2011	58.400.000	5.464.488.000	93,57	100,66	40	26,68	1.558.112.000
2012	58.400.000	5.804.960.000	99,40	103,37	50	32,20	1.880.480.000
2013	58.400.000	5.873.872.000	100,58	101,22	55	23,10	1.349.040.000
2014	58.400.000	5.051.016.000	86,49	88,54	60	10,80	630.720.000
2015	58.400.000	2.531.640.000	43,35	44,69	60	--	0
2016	58.400.000	1.720.464.000	29,46	32,02	40	--	0
2017	58.400.000	2.705.672.000	46,33	48,42	60	--	0
2018	58.400.000	3.046.144.000	52,16	54,51	60	--	0
2019	58.400.000	3.108.048.000	53,22	55,62	60	--	0
2020	58.400.000	3.329.968.000	57,02	59,59	60	--	0
2021	58.400.000	3.400.048.000	58,22	60,79	60	0,15	87.600
2022	58.400.000	3.470.128.000	59,42	61,99	60	0,39	227.760
2023	58.400.000	3.540.208.000	60,62	63,19	60	0,63	364.920
2024	58.400.000	3.610.288.000	61,82	64,39	60	0,87	508.080
2025	58.400.000	3.680.368.000	63,02	65,59	60	1,11	648.240
2026	58.400.000	3.750.448.000	64,22	66,79	60	1,35	788.400
2027	58.400.000	3.820.528.000	65,42	67,99	60	1,59	928.560
2028	58.400.000	3.890.608.000	66,62	69,19	60	1,83	1.068.720
2029	58.400.000	3.960.688.000	67,82	70,39	60	2,07	1.208.880
2030	58.400.000	4.030.768.000	69,02	71,59	60	2,31	1.349.040
2031	58.400.000	4.100.848.000	70,22	72,79	60	2,55	1.489.200
2032	58.400.000	4.170.928.000	71,42	73,99	60	2,71	1.582.640
2033	58.400.000	4.241.008.000	72,62	75,19	60	3,03	1.769.520
2034	51.000.000	3.764.820.000	73,82	76,39	60	3,27	1.667.700
2035	47.000.000	3.525.940.000	75,02	77,59	60	3,51	1.649.700
2036	43.000.000	3.277.460.000	76,22	78,79	60	3,75	1.612.500
Total		112.909.071.016					5.832.821.787
1	2	3	4	5	6	7	8

<sup>581</sup> Para el cálculo de la tasa del WPT, las observaciones realizadas en relación con Petrozuata son igualmente aplicables a Hamaca. Para los precios sustituidos por el Precio de Presupuesto en los años 2008 a 2010, se aplican los precios de venta de Hamaca.

WPT – Corocoro							
	MMB	Ingresos Totales USD	Precio de Venta USD	Cesta Venezolana	Precio de Presupuesto	Tasa <sup>582</sup>	Impuesto USD
2007 ½	0	0	0				--
2008	7.182.000	618.801.120	86,16	89,55	70	5,72	410.810
2009	11.483.000	647.641.200	56,40	56,48	70	--	0
2010	13.152.000	942.209.280	71,64	71,57	70	0,58	76.281
2011	13.214.000	1.302.900.400	98,60	100,66	40	26,68	352.549.500
2012	13.479.000	1.340.216.970	99,43	103,37	50	32,20	434.023.800
2013	13.336.000	1.315.996.480	98,68	101,22	55	23,10	308.061.600
2014	12.839.000	1.140.488.370	88,83	88,54	60	10,80	138.661.200
2015	12.069.000	504.846.270	41,83	44,69	60	--	0
2016	11.027.000	365.545.050	33,15	32,02	40	--	0
2017	11.204.000	529.837.160	47,29	48,42	60	--	0
2018	9.411.000	501.135.750	53,25	54,51	60	--	0
2019	8.444.000	458.762.520	54,33	55,62	60	--	0
2020	7.747.000	450.952.870	58,21	59,59	60	--	0
2021	7.205.000	428.049.050	59,41	60,79	60	0,15	10.807
2022	6.765.000	410.026.650	60,61	61,99	60	0,39	26.383
2023	6.268.000	387.425.080	61,81	63,19	60	0,63	39.488
2024	5.741.000	361.740.410	63,01	64,39	60	0,87	49.946
2025	5.508.000	353.668.680	64,21	65,59	60	1,11	61.138
2026	5.297.000	346.476.770	65,41	66,79	60	1,35	71.509
Total		12.406.720.080					1.234.042.462
1	2	3	4	5	6	7	8

### C. Los Ingresos Netos

774. El Tribunal procederá a determinar los Ingresos Netos que derivan, año tras año, de los Ingresos Brutos (ingresos menos costos), menos Regalías y todas las demás deducciones de estos Ingresos, cuya suma será la base del cálculo del pago del Impuesto sobre la Renta.

775. El primer paso consiste en computar la regalía y el impuesto de extracción, junto con las contribuciones asociadas. Tal como ya se ha mencionado en las observaciones generales *supra* (parte A), la regalía y el impuesto de extracción del 33,33% se toman de una base conformada por tres componentes: (a) el volumen de producción; (b) el precio de referencia; y (c) la tasa aplicable. El precio de referencia es adoptado por el Ministerio (MENPET) o es reflejado por el precio tope máximo determinado por el Artículo 14 de la Ley WPT (USD 70 entre el 18 de abril de 2011 y el 20 de febrero de 2013, USD 80 a partir del 21 de febrero de 2013). Cuando el precio de referencia se encuentra por debajo del umbral del WPT y no hay fijación de precios del Ministerio u otras pruebas disponibles, el Tribunal determina dicho precio ejerciendo su discrecionalidad al momento

<sup>582</sup> Para el cálculo de la tasa del WPT, las observaciones realizadas en relación con Petrozuata son igualmente aplicables a Corocoro. Para los precios sustituidos por el Precio de Presupuesto en los años 2008 a 2010, se aplican los precios de venta de Corocoro.

de considerar las alegaciones de las Partes<sup>583</sup>. En particular, no sigue la tasa plana de los peritos de la Demandada con posterioridad al año 2020 y adopta un leve incremento anual de USD 1, inferior al relativo a los precios de mercado del petróleo. La base de este cálculo son los volúmenes de EHCO extraído del campo y utilizado para mejorar el crudo sintético pesado<sup>584</sup>. Para Corocoro, se aplican los volúmenes de petróleo extraídos de los campos bajo el nivel del mar.

776. Los ingresos por ventas constituyen la base para contabilizar diversas contribuciones: Contribución Ciencia y Tecnología del 2%, reducida al 1% en vigor a partir de 2012; Contribución Antidrogas del 1%; Contribución Social del 1%; y el Impuesto Ley Aporte del Deporte del 1% contabilizado a partir de 2012. El total asciende al 4% para cada año. El Tribunal agrega a estos gastos el impuesto de exportación del 0,1% (excepto respecto de los años 2011 a 2014 cuando el Artículo 14 de la Ley WPT era aplicable).

777. El segundo y último paso antes de alcanzar los ingresos netos consiste en deducir el Impuesto sobre la Renta del 50%.

---

<sup>583</sup> Los peritos de las Demandantes y la Demandada emplean el mismo precio de referencia para Corocoro respecto de los años 2008 a 2010. En cuanto a Petrozuata y Hamaca, en las que debe agregarse el año 2007, las diferencias son muy pequeñas. Como ha seguido la información de la Demandada sobre las ventas reales correspondientes a estos años, también tomará el precio de referencia de regalía que consignan los peritos de esta Parte. Cf. BF-406, Ingresos, BF-408; CLEX-086, Ingresos.

<sup>584</sup> Por este motivo y en vista de la limitada información proporcionada por las Demandantes, las cantidades secundarias de EHCO – pequeñas de todos modos en su volumen – no se incluyen en este conteo.

Ingresos Netos – Petrozuata								
	Regalías			Contribuciones 4,1%	WPT	Subtotal antes de Impuesto sobre la Renta <sup>585</sup>	Impuesto sobre la Renta 50%	Ingresos Ne- tos
	EHCO	Precio de Re- feren- cia	33,33%					
2007 ½	19.531.383	59,14	384.990.160	44.771.226	--	472.948.727	236.474.363	236.475.364
2008	41.398.549	72,04	994.017.744	127.895.400	219.560.559	1.339.837.289	669.918.644	669.918.645
2009	41.785.200	52,50	731.167.875	82.358.258	0	755.684.867	377.842.433	377.842.434
2010	41.785.200	66,18	921.689.333	104.457.996	68,780	1.190.337.891	595.168.945	595.168.946
2011	41.785.200	75,89	1.056.920.573	145.408.160	965.816.000	877.146.299	438.573.149	438.573.150
2012	41.785.200	70	974.890.501	146.812.720	1.165.640.000	934.845.779	467.422.889	467.422.890
2013	41.785.200	78,60	1.094.662.762	145.509.440	836.220.000	1.115.988.798	557.994.399	557.994.399
2014	41.785.200	78,40	1.091.877.361	128.061.120	390.960.000	1.007.280.519	503.640.259	503.640.260
2015	41.785.200	39,61	551.648.753	64.176.808	0	- 123.367.561	--	- 61.683.780
2016	41.785.200	33,96	472.961.163	47.509.242	0	357.685.595	178.842.797	178.842.798
2017	41.785.200	42,49	591.758.534	69.965.188	0	549.182.278	274.591.139	274.591.139
2018	41.785.200	48,28	672.395.905	78.781.336	0	704.658.759	352.329.379	352.329.380
2019	41.785.200	49,33	687.019.263	80.369.430	0	744.517.307	372.258.653	372.258.654
2020	41.785.200	53,11	739.663.350	86.113.284	0	827.442.366	413.721.183	413.721.183
2021	41.785.200	54,11	753.590.357	87.894.324	54.300	828.906.019	414.453.009	414.453.010
2022	41.785.200	55,11	767.517.364	89.675.364	141.180	908.206.092	454.103.046	454.103.046
2023	41.785.200	56,11	781.444.371	91.456.404	228.060	1.034.766.165	517.383.082	517.383.083
2024	30.850.000	57,11	587.222.438	68.511.492	231.420	724.046.650	372.523.325	372.523.325
2025	25.650.000	58,11	496.790.815	58.008.522	245.310	619.797.353	309.898.676	309.898.677
2026	22.000.000	59,11	433.429.986	50.806.380	256.500	534.687.134	267.343.567	267.343.567
Total								7.712.800.170
1	2	3	4	5	6	7	8	9

<sup>585</sup> Determinado en función de los Ingresos Brutos (cf. Sección VIII/3a), menos los impuestos consignados en esta tabla.

Ingresos Netos – Hamaca								
	Regalías			Contribuciones 4,1%	WPT	Subtotal antes de Impuesto sobre la Renta	Impuesto sobre la Renta 50%	Ingresos Netos
	EHCO	Precio de Referencia	33,33%					
2007 ½	31.570.422	58,38	614.298.976	90.544.400	--	1.177.904.466	588.952.233	588.952.233
2008	58.112.475	71,14	1.377.902.686	196.480.200	397.424.887	1.777.164.401	888.582.200	888.582.201
2009	61.374.750	52,16	1.066.995.609	120.150.992	0	694.921.399	347.460.699	347.460.700
2010	61.374.750	65,70	1.343.972.614	168.374.208	93.440	1.968.847.738	984.423.869	984.423.869
2011	61.374.750	75,89	1.552.421.334	218.579.520	1.558.112.000	1.421.764.146	710.882.073	710.882.073
2012	61.374.750	70	1.431.934.292	232.198.400	1.880.480.000	1.166.185.308	583.092.654	583.092.654
2013	61.374.750	78,60	1.607.857.648	234.954.880	1.349.040.000	1.839.695.472	919.847.736	919.847.736
2014	61.374.750	77,82	1.591.901.808	202.040.640	630.720.000	1.476.313.552	738.156.776	738.156.776
2015	61.374.750	39,27	803.315.137	103.797.240	0	- 513.042.377	--	- 256.521.188
2016	61.374.750	33,81	691.624.263	70.539.024	0	412.128.713	206.064.356	206.064.357
2017	61.374.750	42,18	862.847.692	110.932.552	0	700.796.756	350.398.378	350.398.378
2018	61.374.750	47,94	980.670.428	124.891.904	0	1.062.940.668	531.470.334	531.470.334
2019	61.374.750	48,98	1.001.944.880	127.429.968	0	1.150.109.152	575.054.576	575.054.576
2020	61.374.750	52,74	1.078.860.208	136.528.688	0	1.243.615.104	621.807.552	621.807.552
2021	61.374.750	53,74	1.099.316.412	139.401.968	87.600	1.343.860.020	671.930.010	671.930.010
2022	61.374.750	54,74	1.119.772.616	142.275.248	227.760	1.310.797.736	655.398.688	655.398.688
2023	61.374.750	55,74	1.140.228.820	145.148.528	364.920	1.314.572.732	657.286.366	657.286.366
2024	61.374.750	56,74	1.160.685.024	148.021.808	508.080	1.466.348.088	733.174.044	733.174.044
2025	61.374.750	57,74	1.181.141.229	150.895.088	648.240	1.412.927.443	706.463.721	706.463.722
2026	61.374.750	58,74	1.201.597.433	153.768.368	788.400	1.429.855.799	714.927.899	714.927.900
2027	61.374.750	59,74	1.222.053.637	156.641.648	928.560	1.315.471.155	657.735.577	657.735.578
2028	61.374.750	60,74	1.242.509.841	159.514.928	1.068.720	1.389.378.511	694.689.255	694.689.256
2029	61.374.750	61,74	1.262.966.045	162.388.208	1.208.880	1.499.928.867	749.964.433	749.964.434
2030	61.374.750	62,74	1.283.422.249	165.261.488	1.349.040	1.648.634.223	824.317.111	824.317.112
2031	61.374.750	63,74	1.303.878.454	168.134.768	1.489.200	1.699.037.578	849.518.789	849.518.789
2032	61.374.750	64,74	1.324.334.658	171.008.048	1.582.640	1.698.145.654	849.072.827	849.072.827
2033	61.374.750	65,74	1.344.790.862	173.881.328	1.769.520	1.818.071.290	909.035.645	909.035.645
2034	48.300.000	66,74	1.074.406.548	154.357.620	1.667.700	1.804.388.132	902.194.066	902.194.066
2035	44.500.000	67,74	1.004.709.519	144.563.540	1.649.700	1.750.017.241	875.008.620	875.008.621
2036	40.700.000	68,74	932.479.409	134.375.860	1.612.500	1.688.992.231	844.496.115	844.496.116
Total								20.084.885.425
1	2	3	4	5	6	7	8	9

Ingresos Netos – Corocoro								
	Regalías			Contribuciones 4,1%	WPT	Subtotal antes de Impuesto sobre la Renta	Impuesto sobre la Renta 50%	Ingresos Ne- tos
	Producción	Precio de Re- feren- cia	33,33%					
2008	7.182.000	86,79	207.754.482	25.370.845	410.810	112.976.983	56.488.491	56.488.492
2009	11.483.000	56,72	217.083.542	26.553.289	0	198.427.369	99.213.684	99.213.685
2010	13.152.000	71,73	314.432.873	38.630.580	76.281	279.512.546	139.756.273	139.756.273
2011	13.214.000	78,38	345.203.249	52.116.016	352.549.500	371.608.635	185.804.317	185.804.318
2012	13.479.000	70	314.478.549	53.608.678	434.023.800	345.143.943	172.571.971	172.571.972
2013	13.336.000	78,60	349.368.259	52.639.859	308.061.600	435.348.762	217.674.381	217.674.381
2014	12.839.000	80	342.339.096	45.619.534	138.661.200	379.569.540	189.784.770	189.784.770
2015	12.069.000	45,89	184.597.008	20.698.697	0	- 54.169.435	--	- 27.084.718
2016	11.027.000	39	143.336.666	14.987.347	0	131.613.037	65.806.518	65.806.519
2017	11.204.000	48,60	181.486.649	21.723.323	0	173.351.188	86.675.594	86.675.594
2018	9.411.000	54,57	171.168.971	20.546.565	0	194.627.214	97.313.607	97.313.607
2019	8.444.000	55,65	156.620.536	18.809.263	0	172.728.721	86.364.360	86.364.361
2020	7.747.000	59,54	153.736.751	18.489.067	0	170.709.052	85.354.526	85.354.526
2021	7.205.000	60,54	145.382.360	17.550.011	10.807	158.158.872	79.079.436	79.079.436
2022	6.765.000	61,54	138.758.822	16.811.092	26.383	145.386.353	72.693.176	72.693.177
2023	6.268.000	62,54	130.653.839	15.884.428	39.488	131.037.325	65.518.662	65.518.663
2024	5.741.000	63,54	121.582.220	14.831.356	49.946	113.864.888	56.932.444	56.932.444
2025	5.508.000	64,55	118.501.948	14.500.415	61.138	107.117.179	53.558.589	53.558.590
2026	5.297.000	65,55	115.727.876	14.205.547	71.509	100.907.838	50.453.919	50.453.919
Total	181.371.000							1.833.960.009
1	2	3	4	5	6	7	8	9

## X. Dividendos y Compensación

### A. Dividendos Perdidos

778. Respecto de cada Proyecto, se previó que las ganancias netas se distribuyeran entre los participantes de los Convenios de Asociación mediante dividendos en proporción a su participación en calidad de filiales y accionistas en el Proyecto, respectivamente. El pago de dividendos se basaba en el respectivo “Documento Constitutivo - Estatutos” de las uniones transitorias de empresas de los Proyectos adjuntos como Anexo C a cada uno de los Convenios de Asociación. En función de esto, las Demandantes alegan que, desde el mes de junio de 2007 en adelante, habrían percibido dividendos representativos de su parte de las ganancias de conformidad con su derecho de participación. Los peritos valuadores de las Partes dirigen su cálculo del monto neto final (sin intereses y descuentos) a la respectiva participación societaria de ConocoPhillips en cada uno de los Proyectos<sup>586</sup>. Cabe destacar que los dividendos no fueron pagados por la unión transitoria de empresas a

<sup>586</sup> Abdala/Spiller, Anexo CLEX-086 (FCL: “Dividendos Perdidos”); Brailovsky/Flores, Anexo 406 (FCL Contractual: “Dividendos Perdidos”).

los participantes de los Proyectos. De hecho, el dinero recibido de las ventas se mantuvo en el exterior, y parte de él se envió a los Proyectos en Venezuela a fin de contribuir a los costos<sup>587</sup>.

779. Sobre la base del análisis del Tribunal, los dividendos correspondientes son los siguientes:

Dividendos de ConocoPhillips						
	Petrozuata		Hamaca		Corocoro	
	Ingresos Netos	CPZ - 50,1%	Ingresos Netos	CPH - 40%	Ingresos Netos	CPG - 32,2075%
2007 ½	236.475.364	118.474.157	588.952.233	235.580.893	--	--
2008	669.918.645	335.629.241	888.582.201	355.432.880	56.488.492	18.193.531
2009	377.842.434	189.299.059	347.460.700	138.984.280	99.213.685	31.954.307
2010	595.168.946	298.179.642	984.423.869	393.769.548	139.756.273	45.012.002
2011	438.573.150	219.725.148	710.882.073	284.352.829	185.804.318	59.842.926
2012	467.422.890	234.178.868	583.092.654	233.237.062	172.571.972	55.581.118
2013	557.994.399	279.555.194	919.847.736	367.939.094	217.674.381	70.107.476
2014	503.640.260	252.323.770	738.156.776	295.262.710	189.784.770	61.124.930
2015	- 61.683.780	- 30.903.574	- 256.521.188	- 102.608.475	- 27.084.718	- 8.723.311
2016	178.842.798	89.600.242	206.064.357	82.425.743	65.806.519	21.194.635
2017	274.591.139	137.570.161	350.398.378	140.159.351	86.675.594	27.916.042
2018	352.329.380	176.517.019	531.470.334	212.588.134	97.313.607	31.342.280
2019	352.258.654	176.481.586	575.054.576	230.021.830	86.364.361	27.815.802
2020	413.721.183	207.274.313	621.807.552	248.723.021	85.354.526	27.490.559
2021	414.453.010	207.640.958	671.930.010	268.772.004	79.079.436	25.469.509
2022	454.103.046	227.505.626	655.398.688	262.159.475	72.693.117	23.412.655
2023	517.383.083	259.208.925	657.286.366	262.914.546	65.518.663	21.101.923
2024	372.523.325	186.634.186	733.174.044	293.269.618	56.932.444	18.336.517
2025	309.898.677	155.259.237	706.463.722	282.585.489	53.558.590	17.249.883
2026	267.343.567	133.939.127	714.927.900	285.971.160	50.453.919	16.249.946
2027			657.735.578	263.094.231		
2028			694.689.256	277.875.702		
2029			749.964.434	299.985.774		
2030			824.317.112	329.726.845		
2031			849.518.789	339.807.516		
2032			849.072.827	339.629.131		
2033			909.035.645	363.614.258		
2034			902.194.066	360.877.626		
2035			875.008.621	350.003.448		
2036			844.496.116	337.798.446		
Total	7.712.800.170	3.854.092.885	20.084.885.425	8.033.954.168	1.833.960.009	590.672.730
1	2	3	4	5	6	7

<sup>587</sup> TR-S, Audiencia de marzo de 2017, Día 13, págs. 2319:20-2320:22 (Spiller).

## B. El Impacto de las Disposiciones de Compensación

780. Los pagos de compensación en el caso de Actos Discriminatorios sobre la base de los Convenios de Asociación Petrozuata y Hamaca se relacionan con el pago de dividendos. Por ende, corresponde abordar esta cuestión siguiendo el cálculo de los dividendos que las Demandantes habrían percibido si la expropiación no hubiera tenido lugar.

781. En función de las explicaciones que se ofrecen en la Sección V/B *supra*, el Tribunal, haciendo referencia en primer lugar a la disposición de compensación contenida en el Convenio de Asociación Petrozuata (Sección 9.07), recuerda que el funcionamiento del mecanismo allí previsto requiere un Acto Discriminatorio tal como se define en la Sección 1.01 del Convenio. Dicho acto debe ser consecutivo a una “Decisión para el Desarrollo” que dé por resultado un “tratamiento discriminatorio injusto para la Compañía o cualquiera de sus Accionistas”. Asimismo, dicho acto tiene como elemento característico de discriminación el hecho de que “no sea [ ] aplicable [ ] a todas las empresas en Venezuela”. Para poner en funcionamiento el mecanismo de la disposición de compensación, el acto discriminatorio debe ocasionar “perjuicios económicos significativos” a los accionistas distintos de los Accionistas Privilegiados Clase A que son aquellos vinculados a PDVSA o que son parte de ella; se requiere una pérdida mínima de USD 6,5 millones.

782. Esta definición tiene un agregado que reviste importancia en este caso. En efecto, el trato definido *supra* no será discriminatorio si “se aplica por igual a las empresas dentro de la industria petrolera en Venezuela”. Esto es aplicable, *prima facie*, a la Legislación sobre el Impuesto a las Ganancias Inesperadas que se aplica a todas las empresas dedicadas al negocio petrolero en Venezuela. La disposición tiene una excepción que se relaciona exclusivamente con el impuesto sobre la renta; en el marco de dicha cuestión, incluso si es generalmente aplicable dentro de la industria petrolera, el trato es discriminatorio si no es también generalmente aplicable a la mayoría de las empresas en Venezuela. Esta excepción no se aplica al WPT que no está diseñado como impuesto sobre la renta y opera como regalía.

783. Por lo tanto, la cuestión que ha de resolverse consiste en determinar si el WPT se aplica “por igual” o no a las empresas dentro de la industria petrolera en Venezuela<sup>588</sup>. La disposición que emplea este término no lo define. Tal definición no puede deducirse de otra ley, tal como la Ley WPT, que es un instrumento jurídico separado del Convenio de Asociación. El hecho de que la Ley WPT contenga excepciones a sus disposiciones de tributación, todas las cuales obedecen a los

---

<sup>588</sup> El Tribunal destaca que hay otra excepción en el caso de que un trato aplicable por igual dentro de la industria petrolera tenga el efecto de ocasionar perjuicios económicos a los accionistas de la Compañía que no sufrieron efectivamente las empresas estatales dentro de la industria petrolera (Sec. 1.01/a/3). En el presente caso, no se demuestra una situación semejante, aunque las Demandantes señalan una gran cantidad de excepciones obtenidas por PDVSA o sus filiales. El considerable monto de pagos en concepto de contribución especial que consta en los Estados Financieros de los Proyectos no sustenta dicha alegación.

mismos requisitos legales, significa que se les concede trato igual a aquellos que cobran ganancias extraordinarias y posiblemente solicitan una exención. No obstante, la Ley WPT prevé trato desigual entre los operadores de la industria petrolera, ya que, para algunas compañías, hay exenciones, mientras que, para otras, no. Esto también significa que, para los beneficiarios, una exención implica una liberación de impuestos, en tanto que, para los demás, el impuesto se aplica con toda su fuerza. Desde el punto de vista de las normas del Convenio de Asociación, la Ley WPT prevé trato desigual entre los participantes en la industria petrolera y los posibles contribuyentes regidos por la Ley WPT. El Convenio de Asociación, cuanto utiliza la expresión “se aplica por igual”, no establece distinción alguna según si dicha circunstancia es legal o ilegal. El simple hecho del trato desigual, incluido el trato desigual basado en la ley, basta para convertir la situación en un acto discriminatorio en virtud del Convenio. En el presente caso, hay muchas pruebas de que las Demandantes y la Compañía ConocoPhillips que participaba en Petrozuata en particular no obtuvieron ninguna de las diversas exenciones otorgadas por la Ley WPT. El trato desigual se establece en comparación con todos aquellos que gozaban de una o más de esas exenciones.

784. Los Perjuicios Económicos Significativos se establecen en cada ejercicio (fiscal). Tal como se explicó en la Sección V/B *supra*, la compensación se determina por referencia al precio del Crudo Brent ajustado en forma anual al año 1994 conforme al índice de inflación de los EE. UU. En el presente caso, debe considerarse solo una hipótesis, a saber, el supuesto de que el precio del Brent alcanzó niveles superiores a USD 25 (incrementado a partir del año 1994). En vista de estos requisitos, el precio del Brent que ha de considerarse año tras año oscilaba entre USD 25 y 50<sup>589</sup>. En dichas situaciones, se otorga compensación si el perjuicio económico sufrido supera los USD 75 millones (en dólares estadounidenses de 1994 incrementados conforme al índice de inflación de los EE. UU.). Por ende, el monto que ha de compensarse es el que sea mayor entre el 25% del perjuicio económico real o el monto resultante de una “escala móvil” establecida en el 100% para un perjuicio de USD 18 y luego descendente en un 14,29% por dólar (Sec. 9.07/c). De hecho, a la luz de los precios reales del petróleo experimentados desde 2007, la compensación que debe considerarse corresponde al 25% del perjuicio económico real resultante de la aplicación del WPT en los años en que el impuesto estuvo por encima del monto de USD 75 millones (incrementado a partir de 1994 conforme al índice de inflación de los EE. UU.<sup>590</sup>). Además, hay que tener en cuenta la reducción del nivel máximo correspondiente a la regalía y al impuesto de extracción en función del Artículo 14 de la Ley WPT. El impacto del WPT era menos considerable cuando el impuesto se aplicaba a precios exorbitantes (por encima de USD 70 y, posteriormente, de USD 80), y el nivel superior de regalía se fijaba en estos montos. Esto se relaciona con los años 2011 a 2013 cuando el precio de referencia de regalía oficial era de USD 89,91 (2011), 92,98 (2012) y 87,85 (2013),

<sup>589</sup> Leitzinger/Finizza, Informe de Expertos de fecha 24 de julio de 2009, Apéndice 6.

<sup>590</sup> Sobre la base de la información proporcionada por los peritos de la Demandada Leitzinger y Finizza, los montos respectivos registraron un movimiento ascendente de USD 75 millones a USD 135 millones en 2023 (Informe de Expertos de fecha 24 de julio de 2009, Apéndice 6). Por consiguiente, el umbral se alcanzó en los años 2008 y 2010 a 2014, pero ya no más a partir del año 2015.

mientras que el precio real basado en el Artículo 14 de la Ley WPT era de USD 75,89 (2011), 70 (2012) y 78,60 (2013)<sup>591</sup>.

785. La disposición de compensación Petrozuata contenía diversos requisitos procesales que pueden considerarse establecidos en un escenario contrafáctico, tales como la ausencia de cualquier otra acción legal o administrativa que proporcione un remedio frente a la aplicación de un acto discriminatorio (Sec. 9.07/d). En particular, la disposición de compensación no aborda ninguna posible acción legal en contra de las autoridades estatales a efectos de rechazar cualquier obligación jurídica supuestamente basada en la Ley WPT. El derecho de compensación se relaciona con los perjuicios sufridos durante el ejercicio fiscal previo al año en el cual se envía notificación escrita al Accionista Privilegiado Clase A en relación con dicho perjuicio (Sec. 9.07/e). Esto significa que la compensación se paga al año siguiente luego de que el acto discriminatorio haya tenido lugar. Puede asumirse que había dinero suficiente disponible y que, por lo tanto, la hipótesis de pagos diferidos no se ha tenido en cuenta (Sec. 9.07/a). Las cifras de la compensación resultante son las siguientes:

---

<sup>591</sup> Cf. B/F Apéndice 408. En 2014, ambos precios se encontraban en el mismo nivel de USD 78,40.

Compensación de ConocoPhillips (Petrozuata)			
	WPT USD	Reducción al Precio de Referencia de Regalía (Art. 14 WPT)	Precio del Brent superior a USD 25,00, perjuicio superior a USD 75MM (ambos incrementados): compensación en USD al año siguiente
2007 ½	--		--
2008	219.560.559		0
2009			48.038.760
2010	68,780		0
2011	965.816.000	- 195.256.640	0
2012	1.165.640.000	- 320.042.624	45.014.391
2013	836.220.000	- 128.824.817	0
2014	390.960.000		74.484.514
2015	0		101.203.324
2016	0		0
2017	0		0
2018	0		0
2019	0		0
2020	0		0
2021	54.300		0
2022	141.180		0
2023	228.060		0
2024	231.420		0
2025	245.310		0
2026	256.500		0
Total	3.579.422.109	- 644.124.081	286.740.989
1	2	3	4

786. El sistema de compensación Hamaca no solo era más complicado, sino que también ofrecía menos protección con respecto a la Ley WPT actual. El punto clave aquí es que la obligación de Corpoven Sub de compensar a la parte damnificada por cualquier efecto adverso sustancial (equivalente a una reducción de más del 5% de su flujo de caja) de un Acto Discriminatorio sufrido en un ejercicio fiscal ya no se encuentra en vigencia cuando el precio del Crudo Brent es igual o mayor a USD 27,00 (no incrementado) desde el final del período inicial en el mes de diciembre de 2007 (Sec. 14.2/b, d y g). En el período relevante a partir de 2008 cuando entró en vigor la Ley WPT, el precio del Crudo Brent estuvo siempre por encima de este umbral. Por consiguiente, no hay duda de que no surge compensación alguna del Convenio de Asociación Hamaca con respecto al impuesto a las ganancias inesperadas<sup>592</sup>.

<sup>592</sup> Cf. TR-S, Audiencia de febrero de 2017, Día 6, págs. 22:22-23:6, 23:15-18 (King), pág. 183:14-16 (Friedman), págs. 120:2-16, 200:14-18 (Abdala); Audiencia de marzo de 2017, Día 11, págs. 1668:3-10 (Spiller); Escrito Post-Audiencia de las Demandantes de 2017, nota al pie 342. Memorial de Contestación de Venezuela, párrs. 69-74; Brailovsky/Flores, Informe de Experto Consolidado sobre Valuación, 17 de noviembre de 2016, nota al pie 725; TR-S,

## XI. Intereses

787. Los intereses constituyen un elemento de la reparación con base en importes pecuniarios. Sirven para establecer el valor de la reparación, determinado a una fecha concreta, y a medida que transcurre el tiempo respecto de esa fecha. Con respecto al período histórico desde la fecha de la expropiación en el mes de junio de 2007 y hasta fines del año 2018, los intereses pueden determinarse con base en términos reales puesto que el Tribunal estableció los ingresos netos que perdieron las Demandantes. A partir de la fecha del presente Laudo, los intereses se basan en la estimación de la evolución futura del valor de los importes adjudicados, hasta la realización efectiva del pago.

### 1. La Posición de las Demandantes

788. Las Demandantes alegan que la compensación por la demora en el pago constituye una parte esencial de la reparación íntegra en virtud del derecho internacional. En la medida en que se demore el pago, la demandante pierde la oportunidad de utilizar los fondos para fines productivos. Las Demandantes tienen derecho a percibir dos categorías de reparación en virtud de la demora en el pago en el presente caso. A saber: (a) compensación por la pérdida del uso de los flujos de caja históricos que habrían percibido desde la fecha de la expropiación hasta la fecha del Laudo definitivo del Tribunal; y (b) intereses posteriores al laudo sobre el importe total de los daños adjudicados, que se devengan hasta la fecha de pago total y definitivo. La medida correcta de la compensación en ambos casos es la misma: el costo de oportunidad de las Demandantes, tal como se refleja en el costo de capital de los Proyectos expropiados.

789. Las Demandantes alegan, invocando el caso *Chorzów Factory*<sup>593</sup>, que la tasa a la cual los flujos de caja perdidos deberían actualizarse al valor actual o incrementarse por medio de intereses debe garantizar que se las restablezca a la misma posición de la que habrían gozado si la expropiación no hubiera ocurrido. En ambos escenarios, la pérdida de una demandante constituye el costo de oportunidad de haber sido privada de los fondos en cuestión. Las Demandantes se vieron privadas de los dividendos periódicos generados por los Proyectos y, en su lugar, fueron obligadas, *de facto*, a reinvertir dichos fondos en los Proyectos. Por lo tanto, la tasa mínima es el costo de capital de los Proyectos. Una demandante puede legítimamente seleccionar el interés al costo de oportunidad del capital. Ello es particularmente cierto para aquel negocio que opera como una empresa en marcha. La expropiación implicó que los dividendos periódicos que los Proyectos habrían generado y que se habrían distribuido a las Demandantes desde la fecha de la expropiación en adelante no fueron, de hecho, distribuidos. En su lugar, dichos dividendos fueron efectivamente retenidos –

---

Audiencia de febrero de 2017, Día 6, págs. 279:6-280:17 (Brailovsky); Leitzinger/Finizza, Informe de Expertos de fecha 24 de julio de 2009, párrs. 59-62.

<sup>593</sup> Corte Permanente de Justicia Internacional, *The Factory At Chorzów (Claim for Indemnity) (The Merits), Alemania c. Polonia*, Fallo No. 13, 13 de septiembre de 1928, 1928, Series P.C.I.J. A) No. 17 (CL-84).

obligatoriamente reinvertidos - en los Proyectos. En consecuencia, las Demandantes deberían percibir una compensación por los riesgos de la inversión obligatoria.

790. Las Demandantes explican que este enfoque fue respaldado por el tribunal en *Vivendi c. Argentina*<sup>594</sup>. El tribunal, a la larga, ordenó intereses anteriores al laudo principalmente basados en el costo de capital de la demandante, indicando que la tasa apropiada debería reflejar de forma razonable el retorno que, de lo contrario, la demandante podría haber percibido. De forma similar, el tribunal en *France Telecom c. Líbano* ordenó intereses anteriores al laudo del 10%, indicando que esta tasa reflejaba la rentabilidad razonable del capital del cual la demandante había sido privada<sup>595</sup>.

791. En *Alpha Projektholding c. Ucrania*, el tribunal actualizó los importes adeudados con base en la “tasa libre de riesgo más la prima de riesgo del mercado” para un interés total del 9,11%, razonando que “esta tasa refleja mejor el costo de oportunidad asociado con las pérdidas de las Demandantes, ajustada por los riesgos de invertir en Ucrania”<sup>596</sup> [Traducción del Tribunal]. Así, el tribunal reconoció que la tasa libre de riesgo, por sí sola, no compensaría debidamente a la demandante. El tribunal en *ConocoPhillips c. PDVSA* adjudicó intereses compuestos anteriores y posteriores al laudo a la tasa correspondiente al costo de capital de los Proyectos existente en ese entonces, que fue determinado utilizando el método de Modelo de Valoración Intertemporal de Activos Financieros (ICAPM, por sus siglas en inglés) (10,55%)<sup>597</sup>.

792. Asimismo, el principio de costo de oportunidad fue aplicado recientemente en la determinación de la tasa de interés aplicable en *SAUR c. Argentina*<sup>598</sup>. El tribunal rechazó la tasa de interés simple libre de riesgo por ser irrazonablemente baja y adoptó, en su lugar, la tasa de retorno acordada del proyecto en cuestión. Identificó esta tasa como el Costo Promedio Ponderado del Capital (WACC, por sus siglas en inglés) que el tribunal también aplicó a la tasa de descuento - describiéndola como la tasa a la cual el inversionista demandante estaba preparado para continuar con su inversión a largo plazo.

---

<sup>594</sup> *Compañía de Aguas del Aconquija S.A. & Vivendi Universal S.A. c. La República Argentina*, Caso CIADI No. ARB/97/3, Laudo de fecha 20 de agosto de 2007 (CL-42).

<sup>595</sup> *France Telecom Mobile International, S.A. c. República Libanesa*, CNUDMI, Laudo de fecha 31 de enero de 2005 (CL-307).

<sup>596</sup> *Alpha Projektholding GmbH c. Ucrania*, Caso CIADI No. ARB/07/16, Laudo de fecha 8 de noviembre de 2010, párr. 514 (CL-253).

<sup>597</sup> *Phillips B.V. c. Petroleum Company Venezuela Limited & ConocoPhillips Petrozuata Petróleos de Venezuela, S.A.*, (CCI 16849/JRF), Laudo de fecha 17 de septiembre de 2012 (CL-255).

<sup>598</sup> *SAUR International S.A. c. República Argentina*, Caso CIADI No. ARB/04/4, Laudo de fecha 22 de mayo de 2014 (CL-341).

793. En virtud de todos estos motivos, los flujos de caja históricos perdidos de las Demandantes deberían actualizarse al valor actual mediante la aplicación del costo de capital de los Proyectos como factor de actualización. Los peritos de las Demandantes calcularon el costo de capital histórico de los Proyectos en 13,0%. Aplicaron este factor de actualización para sus valuaciones del año 2016 (y 2007)<sup>599</sup>.

794. La Demandada se opone a este enfoque y alega que no se puede saber lo que las Demandantes voluntariamente habrían decidido hacer con los dividendos obtenidos de los Proyectos en un escenario contrafáctico. Sus peritos van tan lejos como para sostener que el factor de actualización debería ser la tasa libre de riesgo. De hecho, las Demandantes permanecieron como inversionistas en los Proyectos y expuestas, por lo tanto, a sus riesgos. Los dividendos que se habrían devengado para las Demandantes fueron reinvertidos obligatoriamente- en los Proyectos.

795. La Demandada exige la aplicación por parte del Tribunal de un factor de actualización extremadamente bajo de 1,30%. Presupone, esencialmente, que las Demandantes habrían depositado su dinero en cuentas de ahorro. Asimismo, dicho factor de actualización, tal como propusieron los peritos de la Demandada, resulta injustificable a la luz de la tasa de descuento de 27,7% y 19,8% que plantearon para las valuaciones de los años 2016 y 2007. Según los peritos, el riesgo asociado con los flujos de caja generados por los Proyectos es de 1,30% para los flujos de caja históricos, pero del 27,7% (o 19,8%) para los flujos de caja futuros<sup>600</sup>. La asimetría de las tasas de descuento e interés propuestas por los peritos resulta en la reducción artificial de la recuperación de las Demandantes tanto para los flujos de caja históricos como futuros. Este resultado es incompatible con el principio de reparación íntegra.

796. Además, las Demandantes señalan que el hecho de no percibir una compensación adecuada respecto de su costo de oportunidad no solo socavaría el principio de reparación íntegra, sino que también derivaría en el enriquecimiento ilícito de la Demandada. Venezuela, al no haber abonado a las Demandantes una compensación por la expropiación, obtuvo un libre acceso a los fondos de los cuales se apropió de forma ilícita. Tendría la capacidad de obtener ganancias por un dinero prestado sin abonar una compensación a las Demandantes. El costo razonable en el que Venezuela habría incurrido al pedir prestado el importe en cuestión constituye la tasa a la cual los inversionistas le prestan a Venezuela, es decir, los rendimientos sobre su deuda soberana. En la actualidad, dicha tasa es de 24%, aproximadamente. La tasa promedio desde la fecha de la expropiación fue de alrededor de 15%. Esto es superior a lo que pretenden las Demandantes.

797. Respecto de los intereses posteriores al laudo, las Demandantes alegan que las consideraciones son las mismas. El costo de oportunidad de las Demandantes es el mismo: el costo de capital

---

<sup>599</sup> Informe de Actualización Consolidado de Abdala/Spiller, 17 de noviembre de 2016, párr. 103, tabla 5.

<sup>600</sup> Brailovsky/Flores, Informe de Experto Consolidado sobre Valuación, 17 de noviembre de 2016, párr. 662, tabla 43.

de los Proyectos. La única diferencia radica en que debería utilizarse el costo actual del monto del capital, el cual asciende a 15,2%.

798. Además, las Demandantes alegan que tanto el factor de actualización como los intereses posteriores al laudo deberían otorgarse de forma compuesta. La Demandada afirma que el derecho de Venezuela y las autoridades internacionales exigen intereses simples. Ello es incorrecto en ambas situaciones. Los principios del derecho de Venezuela no juegan ningún rol en el análisis conforme al derecho internacional consuetudinario. La tendencia que prevalece entre los tribunales de arbitraje entre inversores y Estados es otorgar intereses compuestos anteriores al laudo, como elemento de la reparación íntegra por las violaciones al derecho internacional. El tribunal en *Occidental* concluyó que la práctica reciente en favor de los intereses compuestos concuerda con el principio establecido en *Chorzów*<sup>601</sup>. Esta es la norma en los casos de expropiación recientes sometidos al CIADI. En consecuencia, los flujos de caja históricos deberían actualizarse al valor actual a la tasa de 13,0%, y los intereses posteriores al laudo deberían devengarse a la tasa de 15,2%. Ambos deberían estar sujetos a intereses compuestos razonables, y de forma anual, ya que el costo de capital se calcula sobre la base de los retornos anuales esperados. Asimismo, también estaría justificada la decisión del Tribunal de aplicar la tasa de 15%, que corresponde a la tasa de endeudamiento promedio de Venezuela desde la expropiación.

## 2. *La Posición de la Demandada*

799. La Demandada alega que sería apropiado denegar cualquier interés anterior al laudo en el presente caso por dos motivos. En primer lugar, si las Demandantes hubieran aceptado las ofertas generosas que se les hicieron en el año 2007, en lugar de insistir en la compensación “por encima del valor justo de mercado de sus activos”, el presente Arbitraje nunca habría sido necesario [Traducción del Tribunal]. En segundo lugar, si las Demandantes no hubieran confundido al Tribunal con sus declaraciones falsas sobre las negociaciones de la compensación, sería totalmente probable que el presente caso hubiese terminado hace mucho tiempo. En caso de que intereses sean otorgados, estos deberían calcularse tal como se indica *infra*, en función de si la valuación realizada considera o no considera las disposiciones de compensación de los Proyectos Petrozuata y Hamaca.

800. Si se aplica la primera alternativa, la Demandada señala que las Partes aceptan que los intereses anteriores al laudo (si los hubiere) para los Proyectos Petrozuata y Hamaca tanto en el escenario *ex ante* como *ex post* que aplican las disposiciones de compensación, deberían calcularse utilizando las tasas de interés que se especifican en dichas disposiciones. Para Petrozuata, la tasa de interés es la tasa LIBOR para los depósitos a 12 meses conforme a las Secciones 1.01 y 9.07(d)

---

<sup>601</sup> *Occidental Petroleum Corporation and Occidental Exploration and Production Company c. La República de Ecuador*, Caso CIADI No. ARB/06/11, Laudo de fecha 5 de octubre de 2012 (CL-256).

de los Convenios de Asociación de Petrozuata. Para Hamaca, la tasa de interés es la tasa LIBOR a 3 meses tal como se especifica en la Sección 14.3(d) de los Convenios de Asociación.

801. Solo hay dos diferencias restantes entre las Partes respecto de los cálculos de los intereses anteriores al laudo. En primer lugar, las Demandantes aplican el interés compuesto mientras que la Demandada utiliza el interés simple. Tanto las autoridades internacionales como el derecho de Venezuela exigen la aplicación del interés simple. Si bien las Demandantes sostuvieron que el interés compuesto constituye la norma establecida en el arbitraje internacional, una vasta cantidad de autoridades contradice dicha posición, incluidos los laudos en *Yukos*, donde el tribunal no solo aplicó el interés simple al período anterior al laudo, sino que otorgó un período de gracia de 180 días para el pago del laudo durante el cual no se aplicaron intereses posteriores al laudo<sup>602</sup>. Respecto del derecho de Venezuela, el cual rige los Convenios de Asociación, el interés compuesto se permite solo en dos situaciones contempladas en el Artículo 530 del Código de Comercio de Venezuela (R-166), ninguna de las cuales es aplicable en el presente caso. Por lo tanto, solo se pueden otorgar intereses simples. La segunda diferencia se debe a un error aritmético por parte de las Demandantes en su valuación *ex ante*, donde calcularon los intereses de forma individual para cada uno de los Proyectos Hamaca y Petrozuata y luego sumaron dichas cifras. El error deriva en una suma de USD 135 millones.

802. En el escenario en el cual la valuación no considera las disposiciones de compensación, la Demandada señala que hay una gran diferencia entre las Partes. Las Demandantes proponen una cifra de 13%, utilizando el análisis del costo de capital el cual resulta completamente inapropiado para la determinación de intereses anteriores al laudo. El Tratado Holandés establece que la compensación por la expropiación “incluira intereses a una tasa comercial normal” (Artículo 6c). Las Demandantes alegan que el estándar del Tratado no es aplicable “cuando la demandada haya procedido con la expropiación en violación a los requisitos del Tratado, tal como ocurrió con Venezuela en el presente caso” [Traducción del Tribunal]. No hay duda alguna de que la decisión del Tribunal sobre mala fe es insostenible; ello debería eliminar la intención de las Demandantes de eludir el estándar del Tratado.

803. Se encuentra bien establecido que los intereses anteriores al laudo deberían estar basados en una tasa libre de riesgo a corto plazo que refleje los costos de préstamos en los que las Demandantes generalmente esperarían incurrir respecto de la actividad comercial en el escenario “contrafáctico”. Si las Demandantes hubieran planeado inversiones que se financiarían con los dividendos obtenidos de los Proyectos, podrían haberlas llevado a cabo con préstamos a corto plazo. Este enfoque está respaldado por gran parte de las autoridades. Sobre este fundamento los peritos de la

---

<sup>602</sup> *Hulley Enterprises Limited (Chipre) c. La Federación Rusa*, CNUDMI (TCE), Caso CPA No. AA 226, Laudo Definitivo de fecha 18 de julio de 2014 (R-424); *Veteran Petroleum Limited (Chipre) c. La Federación Rusa*, CNUDMI (TCE), Caso CPA No. AA 228, Laudo Definitivo de fecha 18 de julio de 2014 (R-426).

Demandada concluyeron que la tasa apropiada debería ser la tasa del Tesoro de los Estados Unidos a tres meses más 1%. Se debería seguir el mismo enfoque respecto de los intereses posteriores al laudo.

804. La Demandada objeta la tasa de interés del 13% de los peritos de las Demandantes porque está basada en premisas falsas relativas a que las Demandantes fueron “obligadas” a reinvertir los flujos de caja históricos en los Proyectos y, por lo tanto, que deberían ser compensadas por los riesgos de dicha inversión obligatoria. En efecto, este enfoque compensaría a las Demandantes por riesgos que no asumieron en lugar de restablecerlas a la posición que habrían tenido en el escenario “contrafáctico”. Los errores del enfoque relativo al “costo del capital” de las Demandantes fueron expuestas de forma reiterada en comentarios y decisiones arbitrales.

805. Además, la Demandada hace referencia a la decisión en *Tza Yap Shum*<sup>603</sup>, en la cual los peritos del mismo estudio de consultoría que los peritos de las Demandantes en el presente caso sostuvieron que no era apropiado el uso del costo de capital de la demandante para calcular los intereses anteriores al laudo. El uso de los costos de financiamiento no es apropiado cuando la prima de riesgo incluida en dichos costos desaparece al momento de la expropiación de la compañía. El tribunal en *Tza Yap Shum* rechazó la idea de que los intereses deberían corresponder al costo de capital de la inversión y concedió intereses ligados a la tasa de los bonos del Tesoro de los Estados Unidos.

806. Asimismo, la Demandada responde al argumento de las Demandantes relativo a que se debería utilizar una “tasa comparable” para la tasa de interés y de descuento [Traducción del Tribunal]. En su opinión, la contraparte ignora el hecho de que la tasa de descuento es aplicable a los flujos de caja futuros que son afectados por todos los riesgos relevantes, mientras que la tasa de interés es aplicable a los flujos de caja históricos que no son afectados por dichos riesgos. El reciente laudo en *Vestey* rechazó el enfoque de la demandante, concluyendo que la compensaría por riesgos que no habían asumido<sup>604</sup>. El tribunal rechazó también la postura alternativa de la demandante respecto de que la tasa de interés debería ser el costo de capital de la inversión, concluyendo que ello la compensaría por los riesgos que no había asumido con posterioridad a la expropiación. El tribunal en *Vestey* concluyó en última instancia que la tasa de interés apropiada era la tasa libre de riesgo aplicable a la deuda expresada en dólares estadounidenses, es decir, la tasa de los bonos del Tesoro de los Estados Unidos a seis meses, indicando que esta conclusión estaba respaldada por la práctica de los tribunales internacionales.

---

<sup>603</sup> *Sr. Tza Yap Shum c. La República del Perú*, Caso CIADI No. ARB/07/6, Laudo de fecha 7 de julio de 2011 (R-566).

<sup>604</sup> *Vestey Group Limited c. República Bolivariana de Venezuela*, Caso CIADI No. ARB/06/4, Laudo de fecha 15 de abril de 2016 (BF-502).

### 3. *Las Conclusiones del Tribunal*

807. A la luz de las explicaciones indicadas *supra* y el análisis detallado de las negociaciones entre las Partes y las declaraciones efectuadas al respecto, el Tribunal puede referirse a su Decisión Interlocutoria de fecha 17 de enero de 2017 en respuesta al argumento de la Demandada de que el presente Arbitraje no habría sido necesario.

808. Asimismo, el Tribunal señala que la cuestión a analizar en el presente caso no versa simplemente sobre los “intereses”. Por lo general, los intereses representan una proporción del importe prestado, depositado o solicitado. Dicha proporción se expresa, con frecuencia, por medio de un porcentaje que representa el interés, o una tasa. El interés constituye la rentabilidad obtenida a partir de un monto de dinero. No obstante, rentabilidades distintas a los intereses pueden resultar de dichos importes. Este es el caso cuando se invierte capital para la producción de bienes y servicios que tienen valores que pueden expresarse en términos monetarios, pero que no constituyen intereses.

809. En el caso que nos ocupa, el capital respecto del cual se debe determinar la rentabilidad futura lo constituyen los dividendos que las Demandantes tenían derecho a percibir en el escenario contrafáctico de forma anual y para cada uno de sus respectivos Proyectos. Las Demandantes alegan que fueron “obligadas” (“*forced*”) a dejar estos dividendos en el Proyecto. Si bien el término “obligadas” puede ser inapropiado, el hecho es que los importes correspondientes a cada uno de los dividendos de las acciones de las Demandantes permanecieron en los Proyectos. No fueron abonados a dichas Partes y no fueron consignados en una cuenta independiente ni utilizados para cualquier otro propósito especial distinto de la operación de los Proyectos. Como una simple cuestión de hecho, y de forma contraria a las suposiciones de la Demandada, las Demandantes no pudieron utilizar los dividendos para financiar otras inversiones. La rentabilidad derivada de los dividendos, que permanecieron en los Proyectos, no puede compararse con los costos de préstamos de dinero a corto plazo del mercado.

810. El Tribunal ya ha determinado la utilidad que obtendrían las Demandantes a partir de la operación de los Proyectos durante el período histórico en el supuesto de que los Convenios de Asociación hubieran continuado en vigor como si la expropiación no hubiera tenido lugar. Esa utilidad es la que obtuvo la Demandada de los dividendos que retuvo y que se habrían devengado si la operación de los Proyectos en el escenario contrafáctico se considera junto con la suposición de que dichos dividendos no fueron distribuidos y permanecieron en las cuentas de los Proyectos. Así, la situación es totalmente diferente a la hipótesis de la Demandada en la cual las Demandantes habrían solicitado un préstamo a corto plazo a la tasa de 1,5%. Incluso si se hubiera procedido en tal sentido, el hecho sigue siendo que el tenedor de los Proyectos retuvo los importes reservados

para el pago de dividendos, con inclusión de su inherente potencialidad de obtención de ganancias derivadas de la operación de los Proyectos<sup>605</sup>.

811. De hecho, estos dividendos siguieron siendo parte de los recursos de los Proyectos y sin lugar a duda fueron utilizados para respaldar la operación de dichos Proyectos. Por lo tanto, representaron un recurso adicional para los Proyectos que corresponde – en el escenario contrafáctico – al incremento del apoyo financiero y de la inversión de las Demandantes. Dicho incremento sirvió como financiamiento de los Proyectos. Sin embargo, su valor no debe determinarse solo respecto con este fundamento. Debe incluir la rentabilidad generada por los Proyectos en proporción a la inversión realizada.

812. Los peritos de las Demandantes utilizaron como referencia el costo de capital requerido por el inversionista como la tasa mínima a la cual podría ser convencido a posponer la obtención de dividendos<sup>606</sup>. La pérdida sufrida por las Demandantes a este respecto redundó en un incremento de la inversión en los Proyectos por medio de la retención de dividendos no abonados. La citada referencia está relacionada con el Proyecto, pero no guarda relación con el mercado de capitales.

813. Los peritos de las Demandantes observaron que, en principio, las Demandantes habrían reinvertido de forma voluntaria importes adicionales en el Proyecto solo si esperaban percibir, al menos, el costo de capital del Proyecto. El costo de capital de los Proyectos constituye la tasa mínima a la cual dichos inversionistas habrían reinvertido de forma voluntaria importes adicionales en los Proyectos<sup>607</sup>.

814. Si bien el principio del que parten los peritos de las Demandantes queda claramente establecido, las cifras resultantes son difíciles de comprender. El Informe Consolidado hace referencia en una nota al pie a otros informes en los cuales la tasa respectiva fue determinada en 10,6% (2007), 10,8% (2008), 11,7% (2009), 11,8% (2010), 14,5% (2015) y 15,2% (2016), y la tasa pertinente para todo el período histórico en 13%<sup>608</sup>. Además, los peritos hacen referencia a su informe de abril de 2016 en el cual no se mencionan ni explican estas cifras, incorporando una referencia adicional

---

<sup>605</sup> Además, el Tribunal señala que los laudos a los que la Demandada hace referencia para su enfoque consideran la fecha de la expropiación como la fecha de valuación. Cf. *Sr. Tza Yap Shum c. La República del Perú*, Caso CIADI No. ARB/07/6, Laudo de fecha 7 de julio de 2011, párrs. 286-292; *Vestey Group Limited c. República Bolivariana de Venezuela*, Caso CIADI No. ARB/06/4, Laudo de fecha 15 de abril de 2016, párrs. 436-449 (BF-502).

<sup>606</sup> Véase en comparación con Abdala/Spiller, Actualización de marzo de 2016, 18 de marzo de 2016, párr. 65.

<sup>607</sup> Informe Preliminar de Valoración de las Inversiones de ConocoPhillips en Venezuela, 12 de septiembre de 2008, párr. 84.

<sup>608</sup> Informe de Actualización Consolidado, 17 de noviembre de 2016, nota al pie 35, párr. 103. Se proporcionan explicaciones generales (sin relación a cifras) en los párrs. 27, 96-99. En otro informe, los porcentajes eran 14,5% para mayo de 2014, 15,4% para octubre de 2014, y 16,7% para marzo de 2016, que también concluyen en una tasa promedio de 13%; Actualización de marzo de 2016, 18 de marzo de 2016, nota al pie 30.

a dos informes anteriores<sup>609</sup>; la cuestión central radica en la crítica a la sugerencia de los peritos de la Demandada relativa a la consideración de una tasa libre de riesgo de aproximadamente 1,5%. El Informe de octubre de 2014 de los peritos reitera simplemente que la tasa para el costo histórico del patrimonio era de 11,7%, señalando, además, la discrepancia entre la posición de los peritos de la Demandada al momento de adoptar la tasa de actualización de 1,4% para los flujos de caja pasados, mientras consideran el 23,3% para la tasa de descuento aplicable a los flujos de caja futuros<sup>610</sup>. El Informe de mayo de 2014 menciona también la tasa de 11,7%<sup>611</sup>. Por lo tanto, la cuestión debe retrotraerse al Segundo Informe LECG en el cual se indica en una nota al pie que los peritos determinaron que los costos del patrimonio de los Proyectos ascienden a 11,87% para Petrozuata, 11,88% para Hamaca y 11,70% para Corocoro al 30 de septiembre de 2009<sup>612</sup>.

815. Por otro lado, el hecho de considerar tasas de interés bajas, tal como la tasa del 1,4% sugerida por la Demandada, haría que fuera totalmente atractivo para el tenedor del Proyecto tomar un préstamo del inversionista a dicha tasa a través de la retención de dividendos no liberados, en lugar de abonar una tasa de mercado sustancialmente superior para la toma de dinero en préstamo (tal como las tasas de alrededor del 8% que fueron abonadas a los tenedores de bonos de Petrozuata, o la tasa del 1,5% sugerida por la Demandada en caso de un préstamo a corto plazo). Incluso si se considerara que las Demandantes ya no asumen los riesgos del Proyecto, ellas tendrían el derecho de percibir la rentabilidad que resulta de su inversión a un valor que tenga en cuenta los factores de riesgo inherentes a su inversión. En caso de que se suponga que los dividendos no distribuidos fueron utilizados para cubrir costos, tales como CAPEX u OPEX, la reducción del financiamiento de dichos costos representaría, asimismo, un valor que corresponde a la reducción de la rentabilidad que han de percibir los accionistas, pero que no corresponde a la tasa que tendrían que abonar por un préstamo a corto plazo en el mercado financiero. En cualquier caso, pareciera bastante irreal suponer, tal como lo hacen los peritos de la Demandada, que el inversionista encontraría dinero para solicitar prestado a una única tasa libre de riesgo cuyo valor oscilaría entre el 1% y el 2%, cuando el Proyecto incluye el componente del riesgo de la industria y el riesgo país (específico) que eleva el costo de capital muy por encima del 10%, tal como fue aceptado por dichos peritos en su propia presentación respecto del valor de los dividendos en caso de un descuento de las ganancias futuras.

---

<sup>609</sup> Informe de Refutación, 21 de abril de 2016, párrs. 63-67.

<sup>610</sup> Cf. Cálculo de Indemnización de Daños para las Confiscaciones de las Inversiones de ConocoPhillips en Venezuela, Informe Suplementario, 13 de octubre de 2014, párrs. 14, 78-80, 109-111, 248.

<sup>611</sup> *Ibidem*, nota al pie 26, párr. 76.

<sup>612</sup> Segundo Informe sobre Valuación de las Inversiones de ConocoPhillips en Venezuela, 2 de noviembre de 2009, Apéndice A, nota al pie 7. No se explican los porcentajes ofrecidos, ni en su propia calidad ni en comparación con los índices de costos para la tasa de descuento - de alrededor de un 1% a un 2% inferior - que pareciera que están relacionados con el impacto del costo de la tasa de la deuda. Se proporciona una referencia adicional en LECG-237, donde las cifras están respaldadas por cifras adicionales, pero no se explica su pertinencia.

816. El Tribunal concluye que el enfoque de la Demandada relativo a la determinación de los intereses sobre dividendos no es aceptable, de la misma manera en la que no es aceptable que el Estado receptor retenga las ganancias de la venta del petróleo crudo mientras le abona al inversionista expropiado un precio mínimo que no guarda ninguna relación con los precios de mercado. Parece irrazonable que los tenedores de los Proyectos de la Demandada pudieran retener dividendos durante el transcurso de los años y obtener las ganancias que de ellos derivan a una tasa inherente a la configuración operativa de los Proyectos, mientras que las Demandantes tendrían que conformarse con la menor tasa posible disponible en el mercado de capitales. Esta tasa no cubriría los riesgos inherentes cuando las Demandantes utilizarían el dinero prestado para una inversión en los Proyectos.

817. La tasa de rentabilidad que deriva de los dividendos o, en palabras simples, el interés que resulta de dicho capital debería reflejar la rentabilidad que el inversionista puede esperar percibir del Proyecto a la luz de todas las circunstancias operativas. Dicho interés no debería ser inferior a este nivel, ya que ello redundaría en otorgarle al tenedor del Proyecto una ventaja indebida porque retendría dinero a un costo menor que el que debería abonar cuando toma prestado dinero del inversionista<sup>613</sup>. Por otro lado, la reclamación de recobro de las Demandantes fundada en la rentabilidad que surge de los dividendos no liberados no debería ser superior a este nivel, a menos que se demuestre la existencia de expectativas sólidas respecto de que el beneficio resultante de la retención del patrimonio en el Proyecto es significativamente superior. Sería contradictorio simplemente señalar, tal como se deriva de los argumentos de la Demandada y sus peritos, que las Demandantes, habiendo abandonado los Proyectos en el mes de junio de 2007, habrían dejado de estar en condiciones de asumir riesgo alguno en los Proyectos y que, por lo tanto, su indemnización debe reducirse a un nivel libre de riesgo en el mercado de capitales. Dicho razonamiento ignora que en el escenario contrafáctico en el cual la expropiación no hubiera tenido lugar, las Demandantes habrían tenido el derecho de retener la utilidad que surgiera de los Proyectos considerando todos los riesgos subyacentes respecto de la determinación de dicha utilidad. Ello fue lo que “se confiscó” (“*taken away*”), y no los costos de solicitar un préstamo libre de riesgo.

818. Por consiguiente, la tasa apropiada debe establecerse al nivel que al que el inversionista espera obtener una utilidad manteniendo el importe correspondiente a los dividendos en el marco de los Proyectos. Dicha tasa debería representar la suma de los riesgos inherentes al Proyecto y estar expresada como un valor proporcional a la rentabilidad, o al interés. Representa el nivel al cual el inversionista, considerando todos los factores, acepta realizar la inversión al momento de tomar en cuenta la evaluación de los riesgos relativos a la operación de los Proyectos.

819. Las Demandantes y sus peritos utilizan el término “factor de actualización” como equivalente al interés y cuyo propósito es compensar a la parte damnificada por la demora en la obtención

---

<sup>613</sup> Cf., *Phillips B.V. c. Petroleum Company Venezuela Limited & ConocoPhillips Petrozuata Petróleos de Venezuela, S.A.*, (CCI 16849/JRF), Laudo de fecha 17 de septiembre de 2012, párr. 295 (CL-255).

de los fondos de los que fuera privada entre la fecha de la privación y la fecha del Laudo. En otras palabras, se debe restablecer a las Demandantes a la posición en la que habrían estado si no se hubiera interrumpido la obtención de dividendos por medio de la expropiación y si hubieran decidido voluntariamente mantener dichos dividendos en el Proyecto. En tal caso, el negocio para las Demandantes representa el retorno en el nivel mínimo que habrían esperado para obtener utilidad. El factor de actualización es equivalente al costo de capital de las Demandantes relativo al financiamiento de la inversión en los Proyectos. Refleja el incremento del valor actualizado a la fecha de valuación.

820. El Tribunal asume, en primer lugar, que el costo de capital determinado por los peritos de las Demandantes es correcto. Al principio, el interés se había establecido en un 11,7%, pero en el transcurso del desarrollo económico ascendió al 15%, resultando en un promedio del 13%. La Demandada debe fracasar en su postura relativa a que el valor de los dividendos retenidos en los Proyectos debería actualizarse a un nivel de aproximadamente 1,5%, como si estas cifras se hubieran mantenido en una cuenta bancaria o se hubiesen solicitado en préstamo a una entidad bancaria. La Demandada no realizó ningún comentario adicional respecto de los porcentajes indicados por las Demandantes, salvo a través de su mero rechazo al enfoque adoptado por los peritos de las Demandantes. Sin embargo, la información ofrecida por los peritos de las Demandantes es incompleta y ostenta un respaldo probatorio deficiente. En primer lugar, la cifra inicial del 11,7% y los porcentajes subsiguientes se presentaron carentes de toda explicación o de pruebas documentales adicionales. En segundo lugar, falta la información relativa a varios años, antes de que la tasa ascendiera a más del 14% en el año 2014 y al 15% en el año 2015, una diferencia que normalmente demandaría la exposición de motivos correspondientes. La tasa promedio del 13% presentada por las Demandantes representa, así, una cifra que carece de fundamento certero, en particular a la luz de las consecuencias importantes que de ella se desprenden respecto de la actualización<sup>614</sup>.

821. Además, el Tribunal encuentra que la tasa del costo de capital histórico sugerido por los peritos de las Demandantes se basa en la evaluación de la rentabilidad derivada del Modelo Económico Compuesto (MEC), con inclusión, en particular, de las cifras de producción y costos que fueron consideradas en dicho momento, a finales del año 2006, y que eran aún aplicables con anterioridad a la expropiación. El factor de actualización puede haberse determinado en el 13% en ese momento, pero dicho porcentaje debe ajustarse en virtud de las conclusiones a las que el Tribunal arribará en el presente Laudo respecto de la producción y los costos. El Tribunal determinó diferentes cantidades e importes en este sentido, luego de un análisis detallado de la producción y los costos para cada uno de los tres Proyectos. Este análisis se fundó en todos los elementos probatorios que obran en el expediente, con base en una evaluación prudente y realista. En

---

<sup>614</sup> En ocasión de la Audiencia de marzo de 2017, se confirmó y se explicó en mayor detalle que el promedio de 13% se obtuvo por referencia al promedio del retorno del mercado de capitales de las cinco empresas más importantes de una muestra realizada, obteniendo, así, un valor de 11%; TR-S, Audiencia de marzo de 2017, Día 11, págs. 1683:21/22, 1685:1-15 (Spiller).

comparación con el Modelo que utilizan las Partes preparado hacia finales del año 2006 y que aún era fiable en el mes de junio de 2007, la evaluación del Tribunal es diferente. Dicho Modelo se basó en las estimaciones de negocios que ciertamente fueron confeccionadas con seriedad, con un alto nivel de profesionalismo, pero también contendrían un cierto grado de optimismo que habría diseñado el futuro de los Proyectos mejor de lo que finalmente resultó. En el presente caso, puede resultar suficiente señalar el desplome de la productividad a fines del año 2023 que afectó al Proyecto Petrozuata y que no fue registrado en el Modelo del año 2006 emitido de forma temprana, así como las dificultades que el mejorador en Hamaca experimentaba en ese momento. Así, el Tribunal adoptó valores significativamente diferentes tanto en lo que se refiere a la producción como a los costos. El efecto de estas diferencias es que la rentabilidad general de los Proyectos se vea reducida en comparación con las estimaciones iniciales contempladas en el MEC. El Tribunal considera el impacto general de dicha reducción de forma proporcional a la rentabilidad a un valor aproximado del 25%, comparando las cifras contempladas en el MEC con aquellas consideradas en el presente Laudo. Ello conlleva a una reducción del factor de actualización relativo al proyecto de 13% a 9,75%.

822. El costo de capital representa los importes reinvertidos en el Proyecto. Sin embargo, los importes reinvertidos no redundan en el aumento de dividendos. De una forma u otra, contribuyen al financiamiento de los proyectos; una vez logrado, ya no mejoran el financiamiento ni aumentan la inversión. En otras palabras, el incremento del valor año tras año obtenido de los dividendos que permanecen en los Proyectos no genera un efecto comparable a la capitalización de intereses.

823. Una vez determinados los dividendos y su valor de actualización para el período histórico comprendido entre la fecha de la expropiación y la fecha de fines de 2018 considerada por el Laudo, la cuestión que podría plantearse y que debe responderse es si los importes resultantes se deberían descontar al 26 de junio de 2007, la fecha de la expropiación, cuando se originó el derecho de compensación en virtud del Artículo 6c del TBI. En ese momento, el derecho de compensación no se podría haber evaluado sino mediante un descuento de las ganancias futuras proyectadas que habrían resultado en favor de las Demandantes en el supuesto de que hubieran permanecido en los Proyectos. Algunas de las decisiones citadas por las Demandantes en sustento de la adjudicación de intereses anteriores al laudo también tratan la adjudicación por referencia a la fecha del perjuicio. Han aceptado que el importe resultante sea descontado al momento de la expropiación o de cualquier otra violación de un TBI relevante en el caso particular<sup>615</sup>. Tal como observaron correctamente las Demandantes, el Tribunal de *Alpha* adjudicó intereses anteriores al laudo, aunque decidió

---

<sup>615</sup> La relevancia del laudo *Vivendi* parece dudosa en este sentido a la luz de que la reclamación por lucro cesante fue rechazada por falta de pruebas. Cf. *Compañía de Aguas del Aconquija S.A. y Vivendi Universal S.A. c. La República Argentina*, Caso CIADI No. ARB/97/3, Laudo de fecha 20 de agosto de 2007, párr. 8.3.11 (CL-42). El Tribunal observó que se descontó la reclamación por flujos de caja futuros anticipados (párr. 8.1.2).

también que los caudales de ingresos futuros debían descontarse a la fecha de la expropiación<sup>616</sup>. En el caso de *Telecom*, las Demandantes observan que se adjudicaron intereses anteriores al laudo a una tasa del 10%; sin embargo, esto se había hecho en combinación con un descuento a la fecha de la violación del TBI<sup>617</sup>.

824. No obstante, cuando debe determinarse el valor de los ingresos futuros o *ex post*, cualquier descuento se justifica solo en una situación en la que el pago de compensación debe calcularse a la fecha de dicho pago, conjuntamente con intereses comerciales apropiados. Este descuento no puede operar con relación a sumas de dinero que se calculan sobre la base de hechos reales en el período histórico, que derivan en ganancias que no se adeudan a futuro, sino que las Demandantes obtendrían en el supuesto de que hubieran permanecido en los Proyectos. En el presente caso, la Demandada no proporcionó compensación alguna a las Demandantes desde la fecha en la cual se les adeudaba con base en el Artículo 6c del TBI. Por lo tanto, las pretensiones de las Demandantes han de ser evaluadas a su valor en el momento del presente Laudo, con inclusión de las ganancias acumuladas en un escenario contrafáctico hasta esa fecha. Cualquier descuento al año 2007 redundaría en un enriquecimiento de la Demandada, que se quedaría con la diferencia entre (i) las ganancias que habría obtenido si hubiera operado los Proyectos en las circunstancias imperantes en caso de que no hubiese existido expropiación alguna; y (ii) el importe descontado que les quedaría a las Demandantes, conjuntamente con intereses determinados a una tasa comercial.

825. El Tribunal ha advertido que podría plantearse el argumento – habida cuenta de la duración del presente procedimiento – de que, en el caso de que las Demandantes obtuvieran el beneficio total acumulado durante el período histórico (hasta el momento en que se dicte el laudo) y suponiendo que se descuenten las utilidades adjudicadas para el período posterior al Laudo, las Demandantes obtendrían un beneficio simplemente por el transcurso del tiempo durante el cual se desarrolla el procedimiento de arbitraje. La ganancia acumulada a partir de los Proyectos en un escenario contrafáctico, aplicable según las Demandantes, pareciera ser más elevada que la recuperación de los dividendos posteriores al laudo descontados. Siendo este el argumento, parecería que esa acumulación progresiva de beneficios no se basa en ningún nexo de causalidad con la expropiación. Sin embargo, el Tribunal advierte que el argumento es erróneo: la diferencia entre la adjudicación de sumas de dinero anteriores y posteriores al laudo no se basa en una variación en la valuación del beneficio de las Demandantes (con anterioridad y con posterioridad al laudo). Se basa simplemente en el hecho de que, en la fecha del Laudo, las Demandantes perciben sus ganancias futuras, determinadas sobre la misma base que para el período histórico, conjuntamente con un descuento en virtud del hecho de que perciben – o deberían percibir – las ganancias futuras adjudicadas por

---

<sup>616</sup> *Alpha Projektholding GmbH c. Ucrania*, Caso CIADI No. ARB/07/16, Laudo de fecha 8 de noviembre de 2010, párrs. 481-483, 491, 493, 497 (CL-253).

<sup>617</sup> *France Telecom Mobile International, S.A. c. República Libanesa*, CNUDMI, Laudo de fecha 31 de enero de 2005, párrs. 202, 209 (CL-307).

el Tribunal en el momento del Laudo y no en años posteriores en los que devendrían pagaderas en el supuesto de que las Demandantes hubiesen permanecido en los Proyectos.

826. Por último, y con respecto a los intereses posteriores al laudo, la cuestión principal radica en si hay fundamentos para desviarse del método y las tasas aplicables a los intereses anteriores al laudo.

827. El Tribunal señala que el daño generado por el transcurso del tiempo es en gran medida el mismo tanto con anterioridad como con posterioridad a la emisión del Laudo. Sin embargo, luego de la emisión del Laudo, la compensación por las pérdidas de las Demandantes ya no se funda en los Proyectos ni tampoco resulta de su inversión. El objeto de los intereses posteriores al laudo consiste en compensar la pérdida sufrida por las Demandantes debido al hecho de que el valor descontado de los dividendos futuros no fue abonado y el importe correspondiente no estaba disponible para las Demandantes para su negocio habitual, independientemente de los Proyectos. Por consiguiente, no hay necesidad fundada en la lógica ni en la economía que pueda exigir que el índice de actualización de la rentabilidad histórica sea el mismo que el correspondiente a la actualización del valor del Laudo hasta el momento del pago efectivo. Ello no significa, tal como alega la Demandada, que el aumento del valor de los importes relevantes deba calcularse por medio de los índices utilizados para el ahorro de dinero en cuentas bancarias. La actividad de las Demandantes consiste en participar en oportunidades de negocio en la industria del petróleo. Por lo tanto, los intereses deberían alcanzar un nivel correspondiente al financiamiento de dichas oportunidades. Tal como se explicará *infra* cuando se concluya acerca de la tasa de descuento apropiada, la prima de riesgo pertinente para la industria es de 5,5%. El mismo porcentaje debe servir como la tasa de interés posterior al Laudo. Si los intereses no se establecieran en este nivel, la Demandada tendría el incentivo de no abonar el Laudo. Ello derivaría en un enriquecimiento ilícito, el cual debe evitarse.

828. En el presente caso, los intereses posteriores al laudo representan la compensación por la pérdida del dinero otorgado. Dichos intereses no servirán para incrementar el valor de los dividendos que las Demandantes tienen derecho a percibir en el escenario contrafáctico. Los intereses posteriores al laudo sirven para compensar a las Demandantes por la ausencia de ingresos representados por los importes otorgados y por la rentabilidad que las Demandantes muy probablemente obtendrían de ellos en el curso normal de sus negocios. Sin duda, este negocio no consiste en mantener el dinero abonado por la Demandada en una caja de ahorro con intereses mínimos. Debe suponerse que los intereses otorgados y abonados formarán parte del negocio de las Demandantes e incrementarán la rentabilidad que se obtenga de él. En aras de cumplir con este componente económico de los intereses posteriores al laudo que se devengarán sobre la base del presente Laudo, dichos intereses deben otorgarse con carácter anual y compuesto.

829. Cabe agregar una excepción. La compensación otorgada a ConocoPhillips Petrozuata B.V. (CPZ) incluye un monto de USD 286.740.989 basado en las disposiciones de compensación del Convenio de Asociación Petrozuata. Este monto sigue la asignación de intereses prevista en estas disposiciones, es decir, intereses simples posteriores al laudo devengados hasta la fecha del pago completo y definitivo a la tasa LIBOR a 12 meses (Sec. 9.07(d), Sec. 1.01) o a cualquier otra tasa comparable en caso de que la tasa LIBOR se abandone en el futuro.

## **XII. Tasa de Descuento**

830. Las presentaciones de los peritos de las Partes son comparables en el sentido de que la tasa de descuento presenta tres componentes, a saber: (1) la tasa libre de riesgo, (2) la tasa de la industria que refleja los riesgos de la inversión patrimonial en la producción de petróleo, y (3) el riesgo país.

831. Si bien sus posiciones son muy similares respecto de los dos primeros elementos, los peritos disienten significativamente acerca de lo que se conoce como “riesgo país”. La división de opiniones es tan importante que la comparación de los diversos, y en ocasiones confusos, argumentos resulta difícil de comprender, y en gran medida resulta infructuosa debido a que se realizan afirmaciones y se presentan teorías sin considerar la necesidad de permanecer vinculadas a las particularidades del caso que nos ocupa y, específicamente, a la economía de los Proyectos en cuestión. El Tribunal tomará aquellos argumentos que sean significativos para la resolución del presente caso y evitará utilizar expresiones empleadas por los peritos que hacen que la cuestión resulte confusa, o que los peritos presentan de forma tal que sean difíciles de traducir en el análisis jurídico requerido para la redacción del Laudo, el cual ofrece las razones que guiaron a los miembros del Tribunal de Arbitraje.

832. La confusión e incertidumbre en las presentaciones de las Partes sobre la cuestión de la tasa de descuento también se debe al hecho de que ellas – de forma conjunta con sus respectivos peritos – invierten más tiempo y esfuerzo en criticar las opiniones expresadas por la contraparte que en explicar sus propias posturas. La crítica, por sí misma, no redundará en cifras y conclusiones precisas, y, por lo tanto, tiene un uso limitado para el Tribunal.

### *1. La Posición de las Demandantes*

833. Las Demandantes alegan que la tasa de descuento se utiliza para convertir los flujos de caja futuros previstos (la producción futura multiplicada por los precios, menos los costos y el neto de los tributos aplicables) al valor actual a la fecha de valuación. La tasa de descuento refleja el riesgo de que los flujos de caja futuros no se materialicen tal como fueron proyectados y, asimismo, representa el valor temporal del dinero. Si todos los demás factores permanecen constantes, una tasa de descuento superior deriva en un valor actual de los flujos de caja futuros más bajo. La elección

de la tasa de descuento apropiada resulta esencial para alcanzar la reparación íntegra. Las Demandantes señalan que su tasa de descuento es razonable, conservadora y apropiada.

834. De forma consistente con la práctica estándar en materia de valuación, los peritos de las Demandantes Abdala y Spiller utilizaron el enfoque “*building blocks*” (modelo general) del Modelo Internacional de Valoración de Activos Financieros. (i) Comenzaron con una tasa libre de riesgo (1,9%), luego (ii) incorporaron un factor que reflejaba los riesgos asociados con la inversión patrimonial en la industria *upstream* del petróleo crudo para una economía desarrollada como la de los Estados Unidos (5,5%), el cual, de forma conjunta con la tasa libre de riesgo, ofrecía una tasa de descuento para un proyecto de petróleo y gas *upstream* en los Estados Unidos; y (iii) por último, aplicaron una prima de riesgo país para reflejar los riesgos específicos del país a los cuales los Proyectos habrían estado expuestos si la expropiación ilícita no hubiera tenido lugar (4,2%). Ello resulta en una tasa de descuento del 11,6%.

835. Las Demandantes explican que sus peritos fundan su prima de riesgo país en la calificación de crédito de la deuda emitida por el Proyecto Petrozuata con anterioridad a que la posibilidad de la expropiación comenzara a debatirse públicamente. En ese momento, dicha calificación reflejaba la percepción del mercado respecto del riesgo de invertir en el Proyecto Petrozuata. La diferencia entre la referida calificación y la calificación de una inversión comparable en los Estados Unidos constituye el riesgo país incremental aplicable a los Proyectos. Así, los peritos obtienen una tasa de descuento actualizada del 11,6% para la valuación del año 2016 (y del 8,9% para la valuación del año 2007). Por el contrario, Venezuela presenta una elevada e injustificable tasa de descuento del 27,7% para la valuación del año 2016 (y del 19,8% para la valuación del año 2007).

836. Las Demandantes observan que sus tasas de descuento son: (a) consistentes con las tasas utilizadas por los participantes del Proyecto y sus afiliadas en el marco de su relación; (b) consistentes con las tasas de descuento utilizadas por los analistas de bancos de inversión y consultores globales en materia energética; y (c) superiores a la tasa de descuento utilizada por ConocoPhillips para valorar proyectos desarrollados.

837. Asimismo, las Demandantes alegan que sus tasas de descuento son consistentes con las propias prácticas de los Proyectos. El informe elaborado por el Proyecto Petrozuata en el mes de enero de 2000 demuestra que PDVSA utiliza una “tasa de descuento real” del 8,53% (C-323). De forma similar, el Memorándum de Financiamiento confeccionado por el Proyecto Hamaca en el mes de agosto de 2000, aplicó una tasa de descuento del 10% (C-101), utilizada también para Petrozuata (C-75) y ello resulta, asimismo, de la Circular de Oferta del año 2013 (C-610). El documento presentado con posterioridad a la audiencia de agosto de 2016 proponía un rango para la tasa de descuento del 8% al 12% (C-696). Estas tasas de descuento son prácticamente las mismas que calcularon los peritos de las Demandantes.

838. Las Demandantes observan, al momento de realizar algunas comparaciones, que las tasas de descuento comprendidas entre el 8% y el 12% no son atípicas. Los Estados Financieros Consolidados anuales de PDVSA y sus subsidiarias utilizaron tasas de descuento del 10% para actualizar los flujos de caja esperados de las reservas probadas de petróleo y gas de PDVSA al valor actual en cada uno de los años para el período comprendido entre los años 2008 y 2014 (C-593, C-616). La inconsistencia es evidente. Venezuela descuenta los flujos de caja futuros al 10% cuando informa a los mercados de capitales globales, pero descuenta al 27,7% cuando calcula los daños de las Demandantes.

839. En el año 2014, PDVSA respaldó el uso de la tasa de descuento del 8% para la valuación de un proyecto de gas natural entre PDVSA y los inversionistas extranjeros Eni y Repsol (C-619, C-617). En el mes de mayo de 2010, Venezuela celebró un tratado con China relativo al desarrollo del Bloque Junín 4 por medio de uniones transitorias de empresas entre una subsidiaria de PDVSA y la Corporación Nacional de Petróleo de China (CNPC, por sus siglas en inglés). Este Bloque es un yacimiento extrapesado en la Faja Petrolífera del Orinoco; se trataba de un proyecto relativo a un terreno no desarrollado y, por lo tanto, mucho más riesgoso que Petrozuata and Hamaca. Sin embargo, Venezuela acordó aplicar una tasa de descuento del 10 % en el tratado correspondiente al Bloque Junín 4 (C-585); tasa que fuera ratificada por la Asamblea Nacional (C-586). Así, el gobierno de Venezuela ratificó por segunda vez la aplicación de la tasa de descuento del 10% para los flujos de caja futuros generados por proyectos futuros más riesgosos que un proyecto en funcionamiento. Fuera del marco del arbitraje, Venezuela utiliza para sí tasas de descuento que son similares o inferiores a las propuestas por las Demandantes.

840. Las Demandantes agregan que una gran cantidad de tribunales de arbitraje adoptaron tasas de descuento comparables con aquellas propuestas por las Demandantes, pero que fueron ignoradas en gran medida por la Demandada, tales como *Occidental Petroleum c. Ecuador* (12%)<sup>618</sup>, *Enron c. Argentina* (12,6%)<sup>619</sup>, *Alpha Projektholding c. Ucrania* (12,14%)<sup>620</sup>, *Gold Reserve c. Venezuela* (10,09%)<sup>621</sup>.

841. Respecto del análisis de las conclusiones de los peritos de la Demandada, las Demandantes observan que ellos han construido de forma especial para el arbitraje una tasa de descuento del 27,7% para la valuación del año 2016 (y del 19,8% para la valuación del año 2007), con

---

<sup>618</sup> *Occidental Petroleum Corporation y Occidental Exploration and Production Company c. La República de Ecuador*, Caso CIADI No. ARB/06/11, Laudo de fecha 5 de octubre de 2012 (CL-256).

<sup>619</sup> *Enron Corporation, Ponderosa Assets, L.P. c. República Argentina*, Caso CIADI No. ARB/01/03, Laudo de fecha 22 de mayo de 2007 (CL-60).

<sup>620</sup> *Alpha Projektholding GmbH c. Ucrania*, Caso CIADI No. ARB/07/16, Laudo de fecha 8 de noviembre de 2010 (CL-253).

<sup>621</sup> *Gold Reserve Inc. c. República Bolivariana de Venezuela*, Caso CIADI No. ARB(AF)/09/1, Laudo de fecha 22 de septiembre de 2014 (CL.328).

consecuencias absurdas tales como el resultado de que cinco años antes del vencimiento de los Convenios de Asociación cada dólar estadounidense se habría reducido a menos de dos centavos. La principal fuente de divergencia entre los peritos es la prima de riesgo país: 4,2% para los peritos de las Demandantes y 18,1% para Brailovsky y Flores. El propósito de dicha prima consiste en justificar la mayor incertidumbre o volatilidad de los flujos de caja de los Proyectos que resultan de su ubicación en Venezuela en contraposición a economías más desarrolladas, tales como los Estados Unidos. El riesgo país debe analizarse respecto de un escenario contrafáctico. La pregunta es cuál habría sido el riesgo país para estos Proyectos (considerando sus características específicas, incluidas sus protecciones contractuales y aquellas contempladas en el Tratado) en ausencia de la conducta ilícita por parte de Venezuela. Sin embargo, este no es el ejercicio llevado a cabo por los peritos de la Demandada.

842. En opinión de las Demandantes, el primer error que los peritos de la Demandada cometieron consiste en incluir en la tasa de descuento la condición relativa a que la deuda soberana de Venezuela está prácticamente en cesación de pagos. Venezuela está al borde del colapso económico. El rendimiento de su bono soberano es, aproximadamente, del 23%. Los peritos de la Demandada atribuyen el riesgo de una esperada cesación de pagos de la deuda soberana a los Proyectos. No obstante, los Proyectos no estuvieron, ni estarán, en peligro financiero que implique un proceso de quiebra. Resulta totalmente injustificado aplicar a los Proyectos una prima de riesgo país que refleje la probabilidad de que Venezuela entrará en cesación de pagos de los miles de millones de dólares estadounidenses de su deuda soberana. No se debería confundir el análisis contrafáctico con el análisis real. Casi no hay relación, si la hubiere, entre el riesgo de un préstamo a Venezuela, la cual está próxima a entrar en cesación de pagos de su deuda, y el riesgo de los Proyectos. Los tribunales internacionales rechazaron la idea de que el costo de la deuda de un país soberano que se encuentra en cesación de pagos o próximo a ella represente una medida adecuada del riesgo país para una empresa comercial, tal como se indicó en *EDF*<sup>622</sup> y *Sempra Energy*<sup>623</sup>.

843. En la opinión de las Demandantes, el segundo gran error conceptual del análisis de los peritos de la Demandada radica en que ellos rechazan la aceptación del principio de que el Estado no puede eludir o reducir su responsabilidad por la violación del derecho internacional invocando su propia propensión a incumplir el derecho internacional. Han considerado en sus tasas de descuento el record de Venezuela relativo a sus expropiaciones ilícitas y otros incumplimientos de las obligaciones jurídicas respecto de inversionistas extranjeros. Su riesgo país incluye los riesgos de expropiación. Esta actitud también se evidencia en la invocación que hacen los peritos respecto de los datos obtenidos, aparentemente, de IHS Global Insight en el año 2009. Sin embargo, los datos obtenidos o derivados de IHS no se ajustan a la naturaleza específica de los Proyectos e incluyen

---

<sup>622</sup> *EDF International S.A. y otros c. República Argentina*, Caso CIADI No. ARB/03/23, Laudo de fecha 11 de junio de 2012 (CLEX-045).

<sup>623</sup> *Sempra Energy International c. República Argentina*, Caso CIADI No. ARB/02/16, Laudo de fecha 28 de septiembre de 2007 (CL-59).

de forma inapropiada el riesgo de expropiación ilícita u otras medidas ilícitas por parte del Estado. La inclusión de acciones ilícitas por parte del Estado resultaría en tasas de descuento más elevadas y, así, le permitiría a Venezuela beneficiarse de sus propios actos ilícitos. La posibilidad de expropiación ilícita puede generar un riesgo, pero solo en la medida en que la inversión no goce de ninguna protección jurídica respecto de dicho acto ilícito. Por lo tanto, cuando la inversión goza de protección contra una expropiación ilícita y carente de compensación, la tasa de descuento debe excluir dicho riesgo porque la inversión no se encuentra sujeta a él.

844. La conclusión del Tribunal respecto de la protección de las Demandantes contra la expropiación ilícita debería haber resultado en la exclusión por parte de Venezuela del riesgo de una expropiación carente de compensación de su cálculo del riesgo país en la presente etapa del procedimiento. Venezuela sugiere que, si bien el riesgo de una expropiación específica de los activos de las Demandantes puede ser excluido de la tasa de descuento, el riesgo de expropiación general causado por la conducta del Estado puede aún servir para aumentar la prima de riesgo país. En el caso *Gold Reserve*, que involucra el trato ilícito de Venezuela respecto de una inversión minera en violación del estándar de trato justo y equitativo conforme al TBI aplicable, los peritos de Venezuela propusieron una tasa de descuento comprendida entre el 16,5% y el 23,8%, incorporando una prima de riesgo país de entre 6,7% y 16,4%. El tribunal rechazó estas primas porque consideraron las políticas de Venezuela de ese momento. Consideró que no correspondía aumentar la prima de riesgo país a fin de reflejar la percepción del mercado de que un Estado podría ser propenso a expropiar inversiones en violación de las obligaciones establecidas en el TBI. El tribunal estaba en lo cierto. Cualquier otro resultado habría recompensado las violaciones al derecho internacional y creado un incentivo para el Estado respecto de la apropiación de activos en violación a sus obligaciones internacionales. En última instancia, el tribunal adoptó una prima de riesgo país de 4% para el escenario contrafáctico, considerando una tasa de descuento total de 10,09%. Esta tasa de descuento es consistente con las tasas de descuento que proponen los peritos de las Demandantes.

845. Las Demandantes señalan que la Demandada, no obstante, insiste en que el riesgo de la expropiación no compensada debería ser incluido en la tasa de descuento, invocando los laudos en *Tidewater*<sup>624</sup> y *Flughafen Zurich*<sup>625</sup>. Si bien *Tidewater* incluía el riesgo de la expropiación en su valuación, hay una diferencia importante en comparación con *Gold Reserve*. *Tidewater* otorgó una compensación por una expropiación lícita. Lo mismo aplica al laudo del CIADI en *Mobile*<sup>626</sup>. En cualquier caso, el análisis del tribunal en *Tidewater* es poco convincente y no debería ser considerado. El hecho de reducir el valor de la compensación al inversionista para justificar el riesgo de la

---

<sup>624</sup> *Tidewater Investment SRL y Tidewater Caribe, C.A. c. La República Bolivariana de Venezuela*, Caso CIADI No. ARB/10/5, Laudo de fecha 13 de marzo de 2015 (R-642).

<sup>625</sup> *Flughafen Zürich A.G. y Gestión e Ingeniería IDC S.A. c. La República Bolivariana de Venezuela*, Caso CIADI No. ARB/10/19, Laudo de fecha 18 de noviembre de 2014 (R-559).

<sup>626</sup> *Venezuela Holding, B.V., y otros c. La República Bolivariana de Venezuela*, Caso CIADI No. ARB/07/27, Laudo de fecha 9 de octubre de 2014 (CL-348).

conducta ilícita del Estado crea un beneficio para quien realiza el acto ilícito. El análisis en *Tide-water* permite la reducción de la compensación con base en un patrón de conducta ilícita pasada en contra de otras partes. Respecto de *Flughafen Zurich*, la Demandada caracteriza de forma errónea lo hecho por el tribunal. El Tribunal ratificó el principio de que el Estado no puede beneficiarse de sus propios actos ilícitos. Sin embargo, concluyó que este principio no era aplicable a los hechos específicos del caso. El tribunal resolvió que la tasa de descuento del 14,4% sugerida por Venezuela era más cercana a la realidad que la tasa del 4,6% propuesta por las demandantes, y que coincidía con la tasa de descuento del 15% utilizada en el plan de negocios adoptado con anterioridad a la expropiación. La única forma de lograr la reparación íntegra, y de evitar la consecuencia en la cual el Estado se beneficie de su propia conducta ilícita, es excluir de la tasa de descuento los riesgos y la ocurrencia de los actos ilícitos de Venezuela.

846. Además, las Demandantes alegan que la Demandada no tiene en cuenta la limitada exposición de los Proyectos a los riesgos generales de Venezuela. Los Proyectos se encontraban protegidos en gran medida de dichos riesgos, ya que (a) producían un producto básico para el cual existe demanda internacional; (b) vendían sus productos en el exterior en dólares estadounidenses; (c) adquirirían insumos esenciales de los mercados internacionales; (d) utilizaban muy poco capital local; (e) se encontraban retirados de los centros urbanos de Venezuela; y (f) contaban con protecciones legales diseñadas para reducir su exposición a las acciones gubernamentales adversas. Los peritos de la Demandada no ajustaron su tasa de descuento para considerar factores que mitigaran el riesgo específico de los Proyectos, tales como la venta del producto en el exterior en dólares estadounidenses.

847. Por el contrario, los peritos de las Demandantes solo consideran los riesgos específicos del país a los cuales los Proyectos habrían estado realmente expuestos en el escenario contrafáctico. Procedieron en tal sentido fundando su prima de riesgo país en la calificación de crédito de la deuda emitida por el Proyecto Petrozuata con anterioridad a que la posibilidad de la expropiación comenzara a hacerse de público conocimiento. La diferencia entre la referida calificación de crédito y la calificación de crédito de una inversión comparable en un proyecto de petróleo y gas en los Estados Unidos constituye el riesgo país incremental realmente aplicable a los Proyectos. Revela la forma en la cual los inversionistas percibían el riesgo incremental de la inversión en los Proyectos, considerando sus características específicas con inclusión del hecho de que tenían ciertas protecciones jurídicas contractuales e internacionales, pero con exclusión de los riesgos adicionales creados por la conducta ilícita real o potencial por parte de Venezuela. La Demandada no analizó ninguno de los factores específicos del Proyecto. Sus peritos invocan esencialmente la confirmación de que los Proyectos no estaban protegidos contra la expropiación.

848. Las Demandantes sugieren un mayor esclarecimiento de una serie de conceptos que fueron utilizados de forma incorrecta por la Demandada. Así, se generó una confusión cuando se combinó la tasa de descuento con la tasa interna de retorno (TIR) que el inversionista consideraría al

momento de decidir – al inicio – su inversión en el proyecto propuesto. Venezuela invoca la declaración testimonial del Sr. McKee respecto de que las Demandantes tenían una “tasa” (tasa mínima de aprobación) para su inversión en el Proyecto Petrozuata del 20% como respaldo de la tasa que los peritos de Venezuela consideran ahora para su valuación<sup>627</sup>. Pero la TIR y la tasa de descuento son cosas diferentes: solo la tasa de descuento mide el riesgo; la TIR es la tasa de retorno a la cual el valor actual neto de los flujos de caja futuros de un proyecto es igual a cero. El testigo Sheets explicó lo siguiente: una vez que al comienzo de un proyecto se reducirán o eliminarán los riesgos, la tasa de descuento debería ser menor ya que los riesgos fueron retirados de dicho proyecto<sup>628</sup>. La distinción esencial que debe realizarse radica en conocer el nivel de riesgos que permanece en el proyecto. En la medida en que los riesgos se eliminan del proyecto, deberían descontarse a una tasa inferior. Por el contrario, la TIR no debería verse afectada por dicha disminución.

849. En este sentido, las Demandantes explican que al momento de la expropiación ilícita los Proyectos habían confirmado la existencia de grandes cantidades de EHCO extraíble y, así, habían demostrado su capacidad de extracción de petróleo, estableciéndose el mercado para el crudo sintético. En consecuencia, al momento de la expropiación habían desaparecido una gran cantidad de riesgos que existían cuando se debió tomar la decisión de la inversión. Por lo tanto, tendría muy poco sentido aplicar la misma medida de riesgo – la misma tasa de descuento – a los Proyectos en dos momentos distintos de su vida útil. La Demandada prefirió ignorar esta distinción aun cuando sus peritos reconocieron que la TIR y la tasa de descuento sirven para propósitos diferentes y se utilizan de forma distinta. Se realiza la misma distinción en el Artículo 6 del tratado de Junín 4 celebrado entre Venezuela y China, el cual aplica una tasa de descuento del 10% a los flujos de caja futuros mientras que fija la TIR en el 18% (C-585). Los Proyectos aplicaron periódicamente distintas medidas de TIR y tasas de descuento.

850. Asimismo, las Demandantes alegan que la comparación con el gasoducto internacional de 3640 millas desde Alaska no resulta en un útil comparador para el riesgo de los Proyectos expropiados en Venezuela. La Demandada intenta dar la impresión de que las declaraciones formuladas por los funcionarios de Conoco ante el Comité de Presupuesto y Auditoría Legislativa de la Legislatura del Estado de Alaska justifican las tasas de descuento que pretende en el presente caso (C-575). Dicha comparación es infructuosa. El gasoducto propuesto en Alaska habría sido uno de los proyectos de construcción más riesgosos del mundo. Nada de lo que se haya dicho respecto del presente proyecto ofrece sustento alguno a la tasa de descuento del 27,7% que Venezuela, ahora, procura aplicar. El testigo Sheets confirmó esta opinión en la audiencia de 2010<sup>629</sup>. Las tasas de descuento a las que se hace referencia eran específicas para los riesgos asociados con el gasoducto

---

<sup>627</sup> TR-S, Audiencia de 2010, Día 3, págs. 753:6-754:14.

<sup>628</sup> Segunda Declaración Testimonial de Jeff. W. Sheets, de fecha 14 de mayo de 2014, párr. 6; TR-S, Audiencia de 2010, Día 6, págs. 1582:10-1583:3 (Sheets).

<sup>629</sup> TR-S, Audiencia de 2010, Día 6, pág. 1581:15-1582:3.

de Alaska. Estas tasas de descuento no guardan relación alguna con las tasas de descuento apropiadas para los Proyectos desarrollados en el presente caso. La presentación del Dr. Finizza al Comité en el año 2006 representa solo el hecho de que un proyecto en Venezuela tiene un riesgo país superior al que tendría un proyecto idéntico en los Estados Unidos.

851. Por último, las Demandantes señalan que la Demandada no puede hallar sustento en la jurisprudencia para sus exageradas tasas de descuento y, en su lugar, cita una cierta cantidad de laudos fácilmente distinguibles. En *Himpurna c. Indonesia*<sup>630</sup>, el activo subyacente consistía en un proyecto de generación de energía eléctrica geotérmica que solo había alcanzado la etapa de exploración durante una crisis económica en Indonesia. El proyecto estaba expuesto a altos riesgos operativos y de construcción porque estaba en una etapa preliminar y estaba destinado a un único mercado local. El tribunal observó la imposibilidad de la demandante en dicho caso de explicar el riesgo país en su conjunto.

852. En *Lemire c. Ucrania*, el tribunal aplicó una tasa de descuento del 18,51%. Dicho caso no resulta controvertido cuando concluye que (a) la tasa de descuento debe reflejar cierta medida del riesgo país; y (b) una empresa en los Estados Unidos está expuesta a un riesgo país menor al que estaría expuesta la misma empresa en Ucrania<sup>631</sup>. El caso presenta una cierta cantidad de características distintivas. A saber: (a) en primer lugar, *Lemire* contemplaba daños a una pequeña compañía privada de radiodifusión que operaba de forma exclusiva en el mercado de Ucrania y, por lo tanto, dependía de los ingresos por publicidad radial más volátiles en la Ucrania postsoviética. (b) En segundo lugar, una parte significativa de los prospectos futuros de la compañía se basaban en la propia persona de la demandante, agregando así el riesgo relativo a eventuales cuestiones sucesorias. (c) En tercer lugar, el activo que se valuaba se encontraba en la etapa de predesarrollo. (d) Por último, y debido a que la compañía de radiodifusión no tenía deudas, el tribunal aplicó una tasa de descuento del 18% con base en el costo de capital en lugar del WACC del 13%. La decisión en *Lemire* no puede compararse ni puede ofrecer sustento alguno para la aplicación de la tasa de descuento propuesta por Venezuela en el presente caso.

853. Las Demandantes señalan que la Demandada procura invocar la tasa de descuento del 18% aplicada por los tribunales de la CCI y del CIADI en *Mobil*. En el laudo de la CCI del caso *Mobil Cerro Negro c. PDVSA*<sup>632</sup>, (a) el tribunal utilizó de forma errónea la tasa de retorno para los accionistas de ExxonMobil como fundamento para la tasa de descuento aplicable al flujo futuro de pagos indemnizatorios por parte de PDVSA; el tribunal malinterpretó la diferencia entre la tasa de descuento, que mide los riesgos futuros, y la tasa de retorno histórica, que mide la rentabilidad pasada;

<sup>630</sup> *Himpurna California Energy Ltd. (Bermuda) c. PT (Persero) Perusahaan Listrik Negara (Indonesia)*, Laudo Definitivo de fecha 4 de mayo de 1999 (R-252).

<sup>631</sup> *Joseph Charles Lemire c. Ucrania*, Caso CIADI No. ARB/06/18, Laudo de fecha 28 de marzo de 2011 (R-461).

<sup>632</sup> *Mobil Cerro Negro, Ltd. c. Petróleos de Venezuela S.A. y PDVSA Cerro Negro, S.A.*, Caso CCI No. 15416/JRF/CA, Laudo Definitivo de fecha 23 de diciembre de 2011 (R-462).

(b) se quedó sin una alternativa razonable a las tasas de descuento de PDVSA y, así, adoptó la tasa propuesta por PDVSA; (c) por último, el laudo de la CCI en *Mobil* decidió (i) reclamaciones contractuales en virtud de “Medidas Discriminatorias”, (ii) con base en disposiciones de compensación, y (iii) conforme al derecho de Venezuela – no daños por el valor justo de mercado del activo expropiado en virtud del derecho internacional consuetudinario. El laudo del CIADI más reciente en el caso *Venezuela Holdings c. Venezuela* adoptó la misma tasa de retorno del 18%<sup>633</sup>. La preocupación del tribunal del CIADI era evitar inconsistencias entre ambos casos. Sin embargo, si ello hubiera sido la mayor preocupación del tribunal, habría sido mejor seguir el enfoque del tribunal de la CCI en *ConocoPhillips c. PDVSA*, en el cual se aplicó una tasa del 10,55% para evaluar los flujos de caja perdidos de uno de los Proyectos en cuestión en el presente caso<sup>634</sup>. Si bien el tribunal del CIADI en *Mobil* incluyó el riesgo de expropiación en su cálculo de la tasa de descuento (lo cual se aparta de los principios establecidos), lo hizo en el marco de una expropiación lícita sujeta a los estándares de compensación dispuestos en el tratado aplicable. En el caso que nos ocupa, la expropiación de Venezuela fue ilícita y, por lo tanto, resulta aplicable el estándar de reparación íntegra conforme al derecho internacional consuetudinario. Cualquier otro resultado le permitiría a Venezuela beneficiarse de su propio acto ilícito.

854. En conclusión, las Demandantes alegan que en cualquier otro caso las tasas de descuento específicas adoptadas en decisiones anteriores son necesariamente menos instructivas que los principios jurídicos y económicos que subyacen a la elección de una tasa en particular. En el presente caso, el principio jurídico constituye el otorgamiento de la reparación íntegra. Por consiguiente, la tasa de descuento debería reflejar, pero no sobrestimar, los riesgos reales del país a los cuales estos Proyectos en particular – considerando su estado avanzado de desarrollo y que se benefician con importantes protecciones jurídicas contractuales e internacionales – habrían estado expuestos en el escenario contrafáctico. Las tasas de descuento adoptadas por los peritos de las Demandantes son razonables y conservadoras, y son consistentes con las tasas de descuento adoptadas por otros tribunales, PDVSA y la propia Venezuela. Por el contrario, las tasas de descuento presentadas por los peritos de la Demandada son exageradas y están diseñadas para permitir que Venezuela se libere de su obligación de proporcionar la reparación íntegra o alguna cuestión similar a ella.

## 2. *La Posición de la Demandada*

855. La Demandada alega que se deben observar principios fundamentales en cualquier análisis serio relativo a la tasa de descuento. Uno de esos principios fue descrito en el caso *Himpurna* como

---

<sup>633</sup> *Venezuela Holdings, B.V., y otros c. República Bolivariana de Venezuela*, Caso CIADI No. ARB/07/27, Laudo de fecha 29 de octubre de 2014 (CL-348).

<sup>634</sup> *Phillips B.V. c. Petroleum Company Venezuela Limited & ConocoPhillips Petrozuata Petróleos de Venezuela, S.A.*, (CCI 16849/JRF), Laudo de fecha 17 de septiembre de 2012 (CL-255).

“la cuestión fundamental del riesgo país”<sup>635</sup> [Traducción del Tribunal]. Ello significa que un proyecto en Venezuela no puede evaluarse con la misma tasa de descuento que un proyecto en Texas. Los peritos de la Demandada – Brailovsky y Flores – presentaron un análisis de la tasa de descuento que utiliza métodos reconocidos y ampliamente respetados para calcular la tasa de descuento apropiada. Su conclusión fue que, al 26 de junio de 2007, dicha tasa debería ser del 19,8%. Asimismo, analizaron la tasa de descuento propuesta para el año 2007 por parte de los peritos de las Demandantes - en promedio del 9,53% - y demostraron que, en efecto, ellos ignoran la cuestión fundamental relativa al riesgo país y ni siquiera aplican de forma correcta su propia metodología. Las conclusiones de los peritos de la Demandada son las únicas consistentes con (i) las correspondientes a otros tribunales en casos que involucran exactamente la misma nacionalización que la que nos ocupa en el presente caso y (ii) las declaraciones realizadas por los propios representantes de las Demandantes, sus peritos y abogados en otros procedimientos.

856. La Demandada observa que las Demandantes no pueden distinguir el presente caso de las dos decisiones adoptadas en *Mobil*, una en el caso ante la CCI<sup>636</sup> y otra en el caso ante el CIADI<sup>637</sup>. Ambas se fundaron en la nacionalización del año 2007 y ambas contemplaban un proyecto de mejoramiento en la faja Petrolífera del Orinoco en virtud de un convenio de asociación que incluía disposiciones en materia de “Actos Discriminatorios” similares a las previstas en los Convenios de Asociación de Petrozuata y Hamaca. Los dos tribunales rechazaron las posiciones de Mobil en materia de *quantum*, otorgando menos del 10% de la reclamación; ambos sostuvieron que la tasa de descuento apropiada era del 18%. Las demandantes en *Mobil* no pudieron evitar el hecho de que el proyecto Cerro Negro en cuestión en su caso – un proyecto gemelo a Petrozuata y Hamaca – se ubicaba en Venezuela, no en Texas, y que cualquier tasa de descuento propuesta que no toma en cuenta el riesgo país en su conjunto no puede ser considerada seriamente. Por parte de la Demandada, los peritos eran los mismos que en el presente caso; los dos tribunales en *Mobil* consideraron, evidentemente, que sus análisis eran convincentes.

857. La Demandada recuerda que explicó la relevancia de los motivos considerados por el tribunal de la CCI en *Mobil* en su carta presentada al Tribunal el 18 de marzo de 2012. La Demandada señaló que las Demandantes malinterpretan aquello que el tribunal de la CCI estaba haciendo, lo cual evidentemente consistía en seleccionar la tasa de descuento para obtener el valor actual de los flujos de caja futuros. La TIR real de un proyecto en particular no es, tal como parecen entenderlo las Demandantes, en lo que se fundó el tribunal de la CCI. Sin embargo, la TIR mínima esperada que un comprador exigiría para determinar la concreción del proyecto, también conocida como la

---

<sup>635</sup> *Himpurna California Energy Ltd. (Bermuda) c. PT (Persero) Perusahaan Listrik Negara (Indonesia)*, Laudo Definitivo de fecha 4 de mayo de 1999, párr. 364 (R-252).

<sup>636</sup> *Mobil Cerro Negro, Ltd. c. Petróleos de Venezuela S.A. y PdVSA Cerro Negro, S.A.*, Caso CCI No.15416/JRF/CA, Laudo Definitivo de fecha 23 de diciembre de 2011 (R-462).

<sup>637</sup> *Phillips Petroleum Company Venezuela Limited & ConocoPhillips Petrozuata B.V. c. Petróleos de Venezuela, S.A.*, Caso CCI No. 16848/JRF/CA (C-16849/JRF), Laudo de fecha 17 de septiembre de 2012 (CL-255).

“tasa mínima de aprobación”, es, por supuesto, relevante. Si no se espera que un proyecto rinda, al menos, una TIR equivalente a la tasa mínima de aprobación, la empresa no invertirá. El tipo de retorno que las Demandantes esperaban obtener de los Proyectos es relevante en la determinación de la tasa mínima de aprobación que los compradores potenciales probablemente utilizarían para decidir si invertir en los Proyectos en cuestión en el presente caso. El testigo McKee le informó al Tribunal que el Proyecto Petrozuata fue aprobado a una TIR aproximada del 20%<sup>638</sup>. Otras pruebas obrantes en el expediente, incluida la declaración testimonial de la propia economista jefe de ConocoPhillips, Marianne Kah, en Alaska en el año 2006, y la declaración testimonial en la misma audiencia de Alaska del Dr. Finizza de Econ One, execonomista jefe de Arco (un ex socio de Phillips en el Proyecto Hamaca), tienen el mismo efecto (C-575).

858. Además, las Demandantes alegan que el laudo del CIADI en *Mobil* es irrelevante porque la tasa de descuento se calculó en el marco de una expropiación lícita, sujeta a los estándares de compensación dispuestos en el tratado aplicable. Se deben realizar varias aclaraciones. En primer lugar, el análisis de la tasa de descuento no dependió de la cuestión de la legalidad de la expropiación. En segundo lugar, la expropiación que se consideró lícita en el caso *Mobil* ante el CIADI es la misma expropiación que nos ocupa en el presente caso. En tercer lugar, un comprador interesado consideraría todos los riesgos políticos para determinar la tasa de descuento a aplicar en el cálculo del precio de venta de las participaciones de las Demandantes a la fecha de valuación, incluyendo no solo el de la expropiación sino también el riesgo de adopción de medidas fiscales. En cuarto lugar, resulta sorprendente que las Demandantes aún invoquen este argumento, a pesar de que quedó claro luego de la audiencia de agosto de 2016 que nunca se ha determinado la existencia de una expropiación ilícita y que no hubo mala fe en la negociación. Es realmente difícil imaginar un caso más enfocado en la cuestión de la tasa de descuento que las dos decisiones en *Mobil*.

859. Los mismos peritos en *Tidewater c. Venezuela*<sup>639</sup> realizaron el mismo análisis minucioso respecto de la tasa de descuento. Este caso también involucraba una nacionalización, a pesar de que no era políticamente sensible, ya que se relacionaba con negocios de servicios marítimos. El tribunal adoptó una prima de riesgo país del 14,75%, lo que se traducía en una tasa de descuento total de alrededor del 26%. El tribunal señaló que el factor del riesgo país no resultaba específico para la medida en particular del Estado que da origen a la reclamación. En su lugar, la prima de riesgo país cuantifica los riesgos generales, incluidos los riesgos políticos, relativos a hacer negocios en el país en particular. El hecho inevitable radica en que esos casos no pueden distinguirse significativamente del presente caso. Ellos proporcionan la guía más directamente relevante y valiosa sobre la cuestión de la tasa de descuento en el presente caso.

---

<sup>638</sup> TR-S, Audiencia de 2010, Día 3, págs. 753:6-754:14.

<sup>639</sup> *Tidewater Investment SRL y Tidewater Caribe, C.A. c. La República Bolivariana de Venezuela*, Caso CIADI No. ARB/10/5, Laudo de fecha 13 de marzo de 2015 (R-642).

860. Según la Demandada, la segunda cuestión sobre la cual se debe hacer hincapié es que el análisis de la tasa de descuento de las Demandantes no puede conciliarse con sus propias declaraciones y posturas adoptadas en otros procedimientos. Las Demandantes procuran confundir la cuestión mediante la distinción del concepto de tasa de descuento con el correspondiente al de la tasa interna de retorno o tasa mínima de aprobación. Resulta elemental que lo mínimo que el inversionista espera para decidir acerca de la inversión en un proyecto, equivale precisamente a la tasa de descuento. Si la tasa mínima de aprobación del inversionista en un proyecto es del 20%, no invertirá en dicho proyecto – aplicando una tasa de descuento del 20% a los flujos de caja futuros proyectados – a menos que se obtenga un resultado positivo. Por el contrario, la TIR esperada del 20% o tasa mínima de aprobación no se obtendría con base en los flujos de caja proyectados. La Demandada señaló la relación entre la TIR mínima esperada o tasa mínima de aprobación, por un lado, y la tasa de descuento, por el otro, en su carta de fecha 18 de marzo de 2012. Tal como se indica en un libro de texto, los términos “tasa mínima de retorno”, “tasa mínima de aprobación”, “tasa de descuento” o conceptos similares a ellos se utilizan todos de forma intercambiable con el término “costo de capital”. Representan el “costo de oportunidad del capital” y no deben confundirse con el “costo financiero del capital”, el cual consiste en el costo de obtener dinero mediante un préstamo o la emisión de bonos nuevos, u ofertas en virtud de la relación deuda/patrimonio. Se pueden encontrar otras definiciones de “tasa mínima de aprobación”. Hacen hincapié en el concepto de la tasa mínima de retorno requerida para realizar una inversión. El riesgo, el costo de capital y el retorno de la inversión proyectado son todos los factores que se deben considerar para fijar dicha tasa. Cualquiera que utilice una tasa de descuento inferior a la tasa mínima de aprobación para determinar si se involucra en un proyecto estaría abonando exageradamente demasiado por dicho proyecto. El testigo McKee reconoció que la tasa mínima de aprobación de Conoco para el Proyecto Petrozuata era del 20%. El testigo Sheets explicó que, en calidad de inversionista, determinaron el tipo de retorno que obtendrían sobre el capital invertido; ello es a lo que se hace referencia como “tasa interna de retorno”. Concordó en que, si el Tribunal utilizara una tasa de descuento del 10%, obtendría un valor superior que si se empleara una tasa de descuento del 19%. El perito de las Demandantes, el Sr. Moyes, señaló en una presentación en el año 2013 que para la industria una Tasa de Retorno Esperada de entre el 20% y el 30% es aceptable (R-560).

861. Otro Vicepresidente Ejecutivo de ConocoPhillips expresó en una reunión que sus proyectos en el Oeste de Canadá consideran tasas de retorno superiores al 20% (BF-465). Las Demandantes sostuvieron que el Dr. Finizza había respaldado una tasa de descuento del 10% en el procedimiento en Alaska. Sin embargo, un documento demuestra que la tasa apropiada considerada en ese momento por las Demandantes y sus peritos era al menos aproximadamente el doble del 10%. El Dr. Finizza explicó, en su presentación del año 2005 en el procedimiento en Alaska, que los proyectos requieren ser evaluados al costo de capital ajustado por el riesgo, lo cual puede ser superior al Costo Promedio Ponderado del Capital (WACC) debido a que el proyecto se torna más riesgoso a causa de la incertidumbre y los riesgos políticos y económicos (C-502). Hizo una distinción entre la TIR esperada de un proyecto y la tasa de retorno umbral o tasa mínima de aprobación. Esta

última tasa, cuando se mantiene entre el 12% y el 15%, sería apropiada para un proyecto que carecía de factores de riesgo significativos. Además, el Dr. Finizza señaló que la tasa de descuento del 25% sería apropiada para un proyecto petrolero en Venezuela. Adoptó la misma posición cuando compareció ante el Comité de la Legislatura del Estado de Alaska en el mes de junio de 2006 (C-519). Los abogados de las Demandantes no le formularon al Dr. Finizza ninguna pregunta al respecto en ocasión de la audiencia de 2010.

862. La Sra. Kah adoptó una postura similar ante dicho Comité Legislativo cuando explicó que la TIR es una medida muy importante que la empresa considera seriamente porque no quiere invertir en un proyecto que tendrá un retorno tan bajo que diluirá el retorno sobre el capital empleado (C-575). Cuando se observa la tasa de descuento de la industria energética en los Estados Unidos, es probable que sea superior al 12% considerada para los Estados Unidos en general. Así, la opinión de la Sra. Kah era que un retorno superior al 12%, supuestamente como mínimo del 15%, sería necesario para un proyecto energético en los Estados Unidos. Para un proyecto en una economía en desarrollo con una calificación de riesgo país como la de Venezuela, el retorno requerido sería muy superior. Esta posición confirma aquello que tanto el Sr. McKee como el Dr. Finizza señalaron, indicando que una tasa de descuento superior al 20% sería apropiada incluso antes de las condiciones adversas que Venezuela enfrenta en la actualidad.

863. Además, las Demandantes alegaron que la tasa de descuento generada por IHS Global Insight en el año 2009 es sospechosa y no se le debería otorgar ningún valor probatorio. Los peritos de la Demandada respaldan dichas conclusiones fundadas en una base de datos de transacciones en la industria de petróleo y gas mantenida por IHS Herold, una sociedad hermana de IHS Global Insight. Este análisis demuestra que las tasas de descuento están íntimamente vinculadas con la ubicación y que se pueden encontrar tasas más elevadas en regiones menos desarrolladas, lo cual resulta en una tasa de descuento media del 28,5% para América Latina. El perito de la Demandada, el Sr. Leitzinger, trabajando en la misma base de datos y en su declaración testimonial, señaló que solo había, aproximadamente, 1 posibilidad en 1000 de que el valor de los Proyectos Petrozuata y Hamaca haya sido tan alto como el nivel que proponía LECG<sup>640</sup>. En ocasión de la audiencia de 2010, las Demandantes no interrogaron al Sr. Leitzinger al respecto. El Sr. Leitzinger, en respuesta a la pregunta formulada por el Tribunal, expresó que LECG presentaba una tabla con una serie de transacciones para otras propiedades, y que ninguna de ellas tenía las mismas reservas, la misma vida útil productiva, el mismo tipo de petróleo crudo, ni la misma ubicación que los Proyectos pertinentes que nos ocupan en el presente caso. “Los promedios de operaciones no comparables no transforma eso en una operación comparable”<sup>641</sup>. Al menos se pueden establecer índices regulares entre volumen de reservas, producción y precios abonados. Eso fue lo que realizó en su modelo de regresión.

---

<sup>640</sup> Informe de Experto de Jeffrey Leitzinger, 5 de enero de 2015, párr. 10.

<sup>641</sup> TR-S, Audiencia de 2010, Día 11, pág. 3053:7-11.

864. La Demandada observa que, si el Tribunal simplemente considerara el promedio de las tasas de descuento propuestas por ConocoPhillips y sus peritos para otros proyectos petroleros y las ajustara a los proyectos en Venezuela, estaría utilizando una tasa de descuento al nivel propuesto por los peritos de la Demandada o superior a él. Para concluir, la Demandada sostiene que el Tribunal debería adherirse al ejemplo establecido por los dos tribunales en *Mobil y Tidewater*, cuyos análisis resultan en la conclusión de que la tasa de descuento *ex ante* propuesta por los peritos de la Demandada es sumamente razonable y la tasa propuesta por las Demandantes ni siquiera sería razonable para un proyecto de similares características en los Estados Unidos. La tasa de descuento del 18% reduce la valuación de las Demandantes de USD 4227 millones prácticamente a la mitad, es decir, USD 2509 millones para los tres Proyectos, aun en el supuesto de que todos los otros elementos de su reclamación fueran correctos. Incluso este importe reducido todavía está exageradamente inflado. Cuando se excluye la compensación por Actos no Discriminatorios admitidos, dicho importe se reduce a USD 1786 millones. Cuando, además, se realizan los ajustes pertinentes a los supuestos en materia de producción y costos de las Demandantes, el importe correspondiente es de USD 1520 millones. Después de utilizar además los diferenciales de precio apropiados, la valuación final asciende a la suma de USD 1433 millones.

865. Cuando se considera la valuación al 26 de junio de 2007 sin tomar en cuenta las disposiciones de compensación, las respectivas valuaciones *ex ante* de las Partes difieren en gran medida, siendo USD 5854 millones el importe pertinente de las Demandantes y USD 1677 millones el correspondiente a la Demandada. Debido a que las Demandantes otorgaron plena vigencia al régimen fiscal existente al 26 de junio de 2007, la diferencia entre las Partes es atribuible, principalmente, al uso que las Demandantes hicieron de la tasa de descuento injustificable del 8,9%. Si se utilizara una tasa del 18%, ello reduciría la valuación de las Demandantes en más del 50%.

866. En el escenario en el cual se consideraría una valuación al 31 de diciembre de 2016, el análisis *ex post* de la tasa de descuento de las Demandantes tiene los mismos errores fundamentales que su análisis *ex ante* de la tasa de descuento. La tasa de descuento actualizada del 27,7% de la Demandada refleja las condiciones actuales, otorgando plena vigencia a “el tema fundamental de riesgo país, obvio hasta para el hombre de negocios menos sofisticado” [Traducción del Tribunal], y es muy similar a la tasa de alrededor del 26% aplicada por el tribunal en *Tidewater*. Si se utiliza una tasa de descuento razonable, la valuación de las Demandantes – al momento de aplicar las disposiciones de compensación, pero considerando todas las otras suposiciones de las Demandantes como correctas – se reduce de USD 8518 millones a USD 7037 millones. El impacto de la tasa de descuento no es tan significativo como en el cálculo *ex ante*, ya que el descuento es aplicable solo a los flujos de caja futuros y los flujos de caja futuros en la valuación *ex post* comienzan únicamente en el año 2017. Cuando se ajusta la valuación de las Demandantes (i) utilizando una tasa de descuento razonable, (ii) excluyendo la compensación de los Actos no Discriminatorios admitidos y de las Contribuciones Especiales, (iii) haciendo las correcciones apropiadas a los

supuestos de las Demandantes en materia de producción y costos y (iv) utilizando las suposiciones de precios correctas, la valuación *ex post* resultante sería de USD 1313 millones.

867. Por último, si las disposiciones de compensación no fueran tenidas en cuenta y los Proyectos se llevaran a cabo como si gozaran de estabilidad fiscal y jurídica, la valuación de la Demandada correspondiente a los Proyectos Petrozuata y Hamaca sería de USD 1331 millones, mientras que en el mismo contexto, las Demandantes exigen una compensación de aproximadamente USD 14119 millones. Una vez más, las Demandantes utilizan un promedio muy bajo del 11,54% para los tres Proyectos. Cuando la valuación de las Demandantes está sujeta a su tasa del 11,54%, su valuación sería de USD 14119 millones, mientras que el importe resultante de la tasa de descuento propuesta por la Demandada sería de USD 11404 millones.

### 3. *Las Conclusiones del Tribunal*

#### a. Elementos básicos

868. Las Partes coinciden en que la tasa de descuento sirve para retrotraer los ingresos futuros esperados (o flujos de caja) al valor actual y a la fecha de valuación. Contribuye a la determinación del capital necesario a dicha fecha a los efectos de obtener el importe al cual un acreedor tiene derecho en un momento determinado en el futuro. En el caso que nos ocupa, dichos importes futuros constituyen los dividendos que las Demandantes tenían derecho de percibir de forma anual por cada uno de los Proyectos hasta la finalización de la producción (equivalente a la finalización de la utilidad). La tasa está expresada, por lo general, en relación con el riesgo implícito de la obtención de la utilidad futura determinada en el laudo. Por lo tanto, el análisis de los riesgos relevantes desempeña un papel muy importante en la determinación de la tasa de descuento.

869. Sin embargo, el riesgo no debe ser el único factor en el cual se debe hacer hincapié. El riesgo inherente a la inversión se traduce económicamente en la rentabilidad que el inversionista debe obtener para proceder con la inversión. Por lo tanto, riesgo y rentabilidad son conceptos complementarios; la rentabilidad es proporcional al riesgo. Uno está íntimamente relacionado con el otro. En un escenario óptimo, la rentabilidad mínima que el inversionista espera obtener debe cubrir la dinámica económica inherente a los riesgos asociados con el negocio particular. Asimismo, ello implica que la inversión que tenga un componente de alto riesgo debe proporcionar la correspondiente alta rentabilidad para que sea y permanezca atractiva para el inversionista que evalúa si desea o no transferir activos al proyecto.

870. En tanto los respectivos importes que se obtendrán de los Proyectos en calidad de dividendos en el futuro se basan en la rentabilidad de dichos Proyectos, lo mismo resulta aplicable a la tasa de descuento. El valor de los Proyectos es el valor actual descontado de sus rentabilidades futuras. Se debe tratar a las Demandantes por referencia a la situación en la que habrían estado a la fecha

de la valuación. En ese momento, y en ausencia de la expropiación, habrían permanecido con la expectativa de obtener dividendos en el futuro tal como lo determinó el Tribunal. Esta expectativa es la misma que habrían anticipado al operar los Proyectos en el escenario contrafáctico al momento de la valuación.

871. Los importes correspondientes a los dividendos que se obtendrán en el futuro no representan dinero depositado en una cuenta bancaria o en cualquier otra oportunidad en el mercado financiero. Constituyen la rentabilidad resultante de los Proyectos, con inclusión de todos sus componentes económicos y financieros. Por consiguiente, su cálculo “ascendente”, hacia el futuro, debe fundarse en los mismos componentes. La rentabilidad que representan debe ser proporcionalmente superior a la rentabilidad que se obtiene de una cuenta de ahorro. Si ello no fuera así, no habría inversión en la industria que, por lo general, es mucho más incierta que colocar dinero en un banco.

872. La tasa de descuento refleja, en la medida de lo que corresponda, la diversidad de las fuentes del dinero y los costos relativos. Los costos del dinero están determinados por los proveedores del capital en referencia a la naturaleza y la dimensión de los riesgos que se deben cubrir. Esta tasa de descuento incluye el costo necesario para obtener dicho capital.

873. Se debe considerar el costo de la deuda tal como se refleja en los libros del proyecto – por ejemplo, préstamos bancarios – por medio del cual el interés aplicable a abonarse debe reducirse por las declaraciones impositivas disponibles en el caso particular.

874. El costo del capital accionario incluye dinero proporcionado como libre de riesgo, a una baja tasa de interés, y dinero proporcionado como riesgo de industria para industrias específicas a un costo y tasa de interés superiores que reflejan el componente de riesgo de dicha industria en general. Resulta importante para un inversionista que opera con su propio dinero considerar también los riesgos involucrados en el proyecto de inversión en sí mismo. Desde una perspectiva económica y financiera, dichos riesgos se deben compensar con mayores retornos para el inversionista. De otro modo, el inversionista no invertiría en el proyecto específico y utilizaría el dinero en el mercado invirtiendo en bonos de proyectos similares o financiando proyectos similares tal como lo harían los bancos u otras entidades prestamistas. La cobertura de estos riesgos se adiciona a los costos del capital accionario. La determinación de este componente es una tarea difícil, ya que debe realizarse en función de las características del proyecto específico.

875. La rentabilidad pasada que se deriva de la inversión representa el aumento de valor que resulta de los negocios involucrados. Por lo general, se expresa mediante una tasa, basada en particular en puntos de referencia que pueden observarse con cierta regularidad. Desde este punto de vista, dicha tasa corresponde al factor de actualización. Cuando es considerada desde la perspectiva opuesta, que es más hipotética, la rentabilidad o los dividendos esperados que se obtendrán en el futuro pueden retrotraerse al valor inicial del proyecto al momento en el cual se realiza la valuación.

Este es el factor de descuento inherente al proyecto que comporta un objetivo opuesto al factor de actualización.

876. Sin embargo, la cuestión económica de una inversión no consiste sólo en el valor que representa la rentabilidad esperada definida en relación con los riesgos inherentes al proyecto. Ello es, en términos simples, la “parte superior”. La inversión consiste, además, en los costos que el inversionista debe considerar para su propio financiamiento de los importes que se invertirán en un proyecto particular. Ello representa la “parte inferior”, correspondiente al costo – representado en términos de una tasa de dinero necesaria a efectos de financiar la inversión. Ambos equipos de peritos utilizan, en este aspecto, los mismos conceptos haciendo referencia, por un lado, a la tasa libre de riesgo y, por el otro, a la tasa de riesgo de industria, la cual es superior y está relacionada, en general, con los riesgos implícitos de una determinada industria, independientes de un proyecto particular.

877. La tasa de descuento debe reflejar los costos por el aumento del capital necesario para obtener los importes requeridos que representarán los dividendos futuros. En primer lugar, se debe considerar la tasa de rentabilidad sobre la que se basan los Proyectos, la cual es equivalente al porcentaje monetario de los riesgos que asumen los inversionistas. El efecto del descuento implica que los dividendos se deben reducir al valor actual de forma proporcional a dicha tasa.

878. En segundo lugar, para determinar el valor requerido para retrotraer el capital otorgado al valor actual, también es necesario considerar los costos de financiamiento necesarios para solventar una industria que genera rentabilidad adicional. Dicho valor representa los costos del financiamiento de la inversión, los cuales pueden determinarse por referencia a las respectivas condiciones aplicables al mercado pertinente. Respecto de las tasas, la tasa libre de riesgo y la tasa de la industria son significativas en el presente caso. Aquí, y una vez más, el dato de la tasa de descuento tiene el efecto de que los dividendos se retrotraigan al valor actual.

879. Los peritos de la Demandada consideran que la tasa de descuento y, al momento en el que el inversionista ingresa al proyecto, su “tasa mínima de aprobación”, constituyen tasas mínimas<sup>642</sup>. Los peritos de las Demandantes consideran que la tasa de descuento sirve un propósito diferente al de la tasa mínima de aprobación<sup>643</sup>. Los peritos debaten asimismo el propósito de la TIR como tasa de rentabilidad calculada por el inversionista al momento de la inversión. Independientemente de las diferencias entre los peritos, y aún en el supuesto de que las tasas determinadas por el inversionista o por los accionistas al momento de considerar la inversión fueren tasas mínimas, no hay elemento alguno que le impida al inversionista obtener más ganancias que las mínimas. En tal caso,

---

<sup>642</sup> “La tasa crítica de rentabilidad (...) es el retorno mínimo que una persona exige antes de hacer la inversión en algo”. TR-S, Audiencia de marzo 2017, Día 11, pág. 1712:16/17 (Brailovsky).

<sup>643</sup> Cf. Abdala/Spiller, Informe de Actualización Consolidado, 17 de noviembre de 2016, párrs. 187/188.

y de la misma forma que en la hipótesis en la cual la tasa de descuento es inferior a la tasa mínima de aprobación, no resulta correcto hacer referencia a ganancias inesperadas o, en caso de arbitraje, a compensación excesiva<sup>644</sup>. Dicha compensación sólo implicaría el riesgo de doble pago cuando la tasa de descuento específica es muy baja para el proyecto particular y por ende permite que la compensación no sea descontada por completo a la fecha de la valuación actual. La situación inversa puede ocurrir cuando el proyecto de inversión considera tasas de descuento elevadas, que exceden significativamente su costo del capital financiero. El método adecuado radica en evitar los importes excesivos en ambos sentidos.

880. Asimismo, ello significa que para un proyecto en marcha y en una fecha posterior a aquella en la que se observara la tasa mínima de aprobación, la TIR no es, o no debe ser, la misma que la tasa de descuento. La TIR es la rentabilidad que el inversionista espera y que obtiene para sus accionistas. Tal como explicaron las Partes, hay varias fuentes que obran en el expediente que indican que la TIR de ConocoPhillips era del 20%. Suele estar por encima de la tasa de descuento que fija el límite del costo de capital y por lo tanto de la rentabilidad del vehículo de inversión. Los documentos pertenecientes al período inicial en el cual se comenzaron los Proyectos indican TIR superiores a las tasas de descuento que se fijaban regularmente en el 10%<sup>645</sup>. Los peritos de la Demandada no pueden estar en lo cierto cuando rechazan esta diferencia, al considerar que la TIR representa la tasa de descuento en ausencia de deuda<sup>646</sup>. El Tratado celebrado entre Venezuela y China el 17 de abril de 2010 pone de manifiesto la distinción cuando la tasa de descuento aplicable a la recuperación de la inversión fue establecida en 10%, mientras que la operación de la empresa mixta procuraba obtener una TIR de 18%<sup>647</sup>.

881. La tasa mínima de aprobación deja de ser relevante una vez pasa la “barrera” del mínimo de aprobación y se realiza la inversión. Cuando el vehículo de inversión está en marcha y es vinculante para los participantes, ya no existe tal barrera. Si bien la tasa mínima de aprobación puede basarse en una metodología similar a aquella de las tasas de descuento, puede ser superior al promedio del costo de capital si esa fuera la elección del inversionista que procura obtener una

---

<sup>644</sup> Como lo hacen Brailovsky/Flores, Informe de Experto Consolidado sobre Valuación, 17 de noviembre de 2016, párr. 354; Informe de Experto Adicional sobre Riesgo País en la Tasa de Descuento, 19 de mayo de 2017, párr. 3. La postura de los peritos se reduce a la suposición de que la TIR y la tasa de descuento son lo mismo; TR-S, Audiencia de marzo de 2017, Día 14, págs. 2399:5-2400:2 (Brailovsky).

<sup>645</sup> La TIR era del 14,9% en la Memoria Descriptiva de octubre de 1996 (C-92), 14,2% en el II Plan de Negocios del Proyecto Hamaca del 30 de abril de 1999 (C-461, págs. 7, 25), 14,17% en la presentación de Corpoven de 9 de mayo de 1996 (C-108) y 24% en el Estudio de Factibilidad confeccionado por Conoco y Maraven en agosto de 1992 (C-73, págs. 7, 45, 48, 95). La Reunión de la Junta Directiva de Petrozuata mostró el 7 de diciembre de 2000 una TIR de 34% y un valor actual neto de USD 537 millones al 7,7% (C-326).

<sup>646</sup> Informe de Experto Consolidado sobre Valuación, 17 de noviembre de 2016, párr. 384.

<sup>647</sup> Artículo 6 (C-585). Un experto explicó lo siguiente: “Con mucha frecuencia, una vez más, esto tiene que ver una con esta amortiguación. Se descuenta a una tasa especial, pero usted tiene una TIR. Siempre la idea es tener una TIR por encima de esta tasa de descuento para que usted tenga ciertas reservas” - TR-S, Audiencia de marzo 2017, Día 13, págs. 2279:20-2280:3 (Spiller).

rentabilidad mayor que la que correspondería a la tasa de descuento del proyecto. En tal caso, la tasa mínima de aprobación y la TIR, expresada como la barrera del mínimo del inversionista, son diferentes de la tasa de descuento y superiores a ella.

882. Así, los peritos de la Demandada están fundamentalmente en lo cierto cuando expresan que la tasa mínima de aprobación del comprador constituye la tasa de retorno mínima aceptable que percibirá en calidad de inversionista<sup>648</sup> (salvo cuando establece una barrera superior porque esa es la forma en la que considera sus propios intereses). En dicho momento, la tasa de descuento (correspondiente a la tasa mínima de aprobación) refleja la tasa de rentabilidad esperada.

883. Las respectivas posiciones de las Partes no difieren sustancialmente de aquello que se explicó *supra* en términos algo diferentes de los que utilizaron los peritos. Los peritos de las Partes emplean sus términos profesionales e invocan conceptos que sirven como vehículo para una gran cantidad de desarrollos complejos, algunos de los cuales pareciera que fundamentalmente sirven para efectos de crear confusión en lugar de asistir al Tribunal con información que derive en resultados útiles. El análisis de este material de gran volumen demuestra que los elementos controvertidos están asociados con una gran cantidad de suposiciones realizadas por referencia a fuentes que, en ocasiones, no guardan o tienen poca relación con los Proyectos que son el centro del caso que nos ocupa. En primer lugar, el Tribunal omitirá una gran cantidad de dichas aseveraciones y opciones, sin enumerar su totalidad, antes de hacer hincapié en los elementos principales que se considerarán a los efectos de arribar a las conclusiones pertinentes.

884. El Tribunal habría preferido encontrarse con propuestas claramente presentadas por los peritos de tal forma que pudiera arribar a una conclusión sin tener que involucrarse demasiado en el ámbito económico que, después de todo, debiera ser el campo principal de especialización de los peritos. Sin embargo, es imposible llevar a cabo dicha elección guiada cuando las tasas de descuento propuestas por los peritos son, respectivamente, del 11,6% y del 27,7%, una diferencia de más de 16%. Tal como lo indicó otro tribunal en una situación similar, en la cual las tasas contrapuestas eran del 8,5% y 26%: “había un aire de irrealidad respecto de los argumentos de ambas Partes en virtud del método DCF”<sup>649</sup> [Traducción del Tribunal]. El Tribunal intentó, mediante cartas de fechas 4 y 12 abril de 2017, impartir instrucciones a los peritos para que procuraran estrechar las diferencias entre sus respectivas posturas relativas a las tasas de descuento, en general, y al riesgo país, en particular. Las Demandantes informaron al Tribunal, por medio de la carta de fecha 25 de abril de 2017, que los peritos no pudieron llevar a cabo dicha tarea de forma exitosa. Había fundamentos evidentes para acercar, al menos un poco, las respectivas posturas contrapuestas, en particular, con base en los resultados de las dos audiencias celebradas en los meses de febrero y

---

<sup>648</sup> Informe de Experto Consolidado sobre Valuación, 17 de noviembre de 2016, párrs. 388/389.

<sup>649</sup> *Himpurna California Energy Ltd. (Bermuda) c. PT (Persero) Perusahaan Listrik Negara (Indonesia)*, Laudo Definitivo de fecha 4 de mayo de 1999, párr. 355 (R-252).

marzo de 2017, en las cuales se recalcaron una cierta cantidad de errores en los supuestos de los peritos. El Tribunal hizo un esfuerzo que pareció ser el mínimo para llegar a un enfoque razonable. Se debió enfrentar a una negativa sorprendente e indefendible originada – en una o en ambas partes – por los propios peritos o por una o las dos Partes a través de las instrucciones que habían impartido. El enfoque del Tribunal puede implicar ciertas estimaciones que las Partes podrían no haber querido desarrollar ofreciendo su completa asistencia. Los miembros del Tribunal, estando expuestos a sugerencias tan extremas que evidentemente no pueden ser consideradas, deberán realizar ciertos ajustes que algunos peritos podrían considerar una desviación de la disciplina económica<sup>650</sup>.

885. La cuestión que tiene prioridad en el análisis es la total complejidad híbrida de una variedad de distorsiones intelectuales y matemáticas respecto del riesgo país. Ello debe ser analizado en primer lugar, mientras que la consideración de los recursos financieros llamados libre de riesgo y riesgo general de la industria es prácticamente la misma para los peritos, quienes, sin embargo, estimaron más conveniente demostrar una vez más su habilidad para considerar discusiones esotéricas controvertidas en lugar de brindar asistencia al Tribunal, que es el responsable de la resolución del caso.

#### b. Supuestos del mercado de los Estados Unidos

886. En muchos aspectos, los peritos de las Demandantes hacen alusión a las características del mercado de los Estados Unidos como base de referencia y luego simplemente incorporan ajustes a aquello que suponen refleja las diferencias de los conceptos comparables pertinentes para la situación en Venezuela. En esencia, los peritos de las Demandantes procuraron después del año 2008 proceder a la “valuación contrafáctica de los intereses de las Demandantes en los Proyectos” a la fecha de valuación<sup>651</sup> [Traducción del Tribunal]. Pero, de hecho, analizaron la cuestión por medio de los datos disponibles en el mercado de los Estados Unidos los cuales, luego, simplemente se adaptaron a los componentes del mercado de Venezuela sin o con muy poca consideración adicional de la rentabilidad de los Proyectos. Este enfoque ya se refleja en el primer nivel de la consideración del riesgo país, que se presenta como una prima que justifica la mayor incertidumbre o volatilidad de los flujos de caja de los Proyectos, que resultan de Proyectos ubicados en Venezuela en lugar de en una economía más desarrollada, como la de los Estados Unidos<sup>652</sup>.

---

<sup>650</sup> Ello se sostiene conforme a la suposición de que dicha disciplina existe. Se permiten serias dudas al respecto debido a las discrepancias extremas de los resultados obtenidos por profesionales altamente calificados que deberían tener antecedentes científicos que les permitieran arribar a conclusiones más cercanas unas a las otras en sus elaboraciones y resultados.

<sup>651</sup> Informe Preliminar de Valoración de las Inversiones de ConocoPhillips en Venezuela, 12 de septiembre de 2008, párr. 54.

<sup>652</sup> Escrito Final de las Demandantes sobre la Cuantía, párr. 412.

887. En el informe de los peritos de las Demandantes del mes de mayo de 2014, desapareció el componente de riesgo país de Venezuela:

Con el propósito de determinar la medida del riesgo país aplicable a los Proyectos, evaluamos el riesgo (incremental) de los flujos de caja de los Proyectos en comparación con un proyecto de similares características ubicado en los Estados Unidos. Para ello, identificamos, en primer lugar, las fuentes potenciales de riesgo país y luego implementamos una metodología que refleja la percepción del mercado respecto de la exposición de los Proyectos al riesgo país en su conjunto<sup>653</sup>. [Traducción del Tribunal]

888. Cuando analizan la comparación con el gasoducto de Alaska, las Demandantes aceptan que la información proporcionada representa, al menos, el hecho de que el proyecto en Venezuela enfrenta un riesgo país superior al que le correspondería a un proyecto similar en los Estados Unidos<sup>654</sup>.

889. Uno de los factores utilizados por los peritos de las Demandantes en sustento de tasas de descuento bajas es el modelo del Costo Promedio Ponderado del Capital (*Weighted Average Cost of Capital* o WACC, por sus siglas en inglés) que sirve para reunir casi todas las tasas relevantes y ofrece una tasa final a ser utilizada en una valuación posterior. No siempre los peritos explicitaron que este modelo funciona para los supuestos del mercado de los Estados Unidos y considera los factores de riesgo de Venezuela como si se observasen desde la perspectiva de los Estados Unidos, sin aceptar vínculo o relación alguna con el mercado local del país. Así, cuando calculan el WACC apropiado para los Proyectos, “estiman, en primer lugar, el riesgo de la industria por medio del cálculo del WACC para una empresa ubicada en los Estados Unidos que opera en el mismo segmento industrial que los Proyectos (exploración y producción de petróleo y gas, o E&P)” [Traducción del Tribunal]. Para considerar el componente venezolano de los Proyectos, “proceden a su ajuste para reflejar las diferencias de los riesgos relativos de invertir en Venezuela en oposición a invertir en los Estados Unidos”<sup>655</sup> [Traducción del Tribunal]. A tales efectos, no utilizaron datos del mercado de Venezuela porque estos datos, según indicaron, no estaban disponibles y, en cualquier caso, no eran fiables. Los peritos de la Demandada van más allá cuando señalan que esto es, simplemente, jugar con la calificación de los bonos a los efectos de lograr lo que pareciera ser el objetivo de su tasa de descuento<sup>656</sup>.

---

<sup>653</sup> Cálculo de Indemnización de Daños para las Confiscaciones de las Inversiones de ConocoPhillips en Venezuela, 19 de mayo de 2014, párr. 56.

<sup>654</sup> Escrito Final de las Demandantes sobre la Cuantía, párr. 454.

<sup>655</sup> Cálculo de Indemnización de Daños para las Confiscaciones de las Inversiones de ConocoPhillips en Venezuela, 19 de mayo de 2014, párr. 102.

<sup>656</sup> Informe de Experto Consolidado sobre Valuación, 17 de noviembre de 2016, párrs. 479/480.

890. Cuando utilizan el Modelo de Valoración de Activos Financieros (*Capital Asset Pricing Model* o CAPM, por sus siglas en inglés) para estimar el costo de capital (parte integrante del WACC), los peritos de las Demandantes utilizan datos de los mercados de capitales de los Estados Unidos; no obstante, señalan que el costo de capital estimado a partir de los datos de los Estados Unidos no da cuenta del hecho de que las actividades se llevan a cabo fuera de los Estados Unidos. Los peritos señalan que para analizar esta cuestión incluyeron una prima de riesgo país para explicar los diferentes riesgos políticos y macroeconómicos de Venezuela en comparación con aquellos de los Estados Unidos<sup>657</sup>. Sin embargo, cuando determinan dicho riesgo país, los peritos optan por el enfoque de la deuda soberana que estaba basado en el Índice de Bonos de Mercados Emergentes (*Emerging Markets Bond Index* o EMBI, por sus siglas en inglés) desarrollado por JP Morgan, una entidad bancaria de los Estados Unidos<sup>658</sup>, en el año 1999 – aproximadamente 10 años antes de su informe pericial – y que no estimó el riesgo país directamente, sino en comparación con la capitalización total de mercado de todos los instrumentos incluidos en el índice. El índice se define como una referencia del mercado de deuda, que parece que tiene una relevancia limitada para la determinación del costo de capital. El factor global determinado por el índice fue del 5,6% para Venezuela. Sin embargo, los peritos eligen un horizonte de 5 años que resulta en una prima de riesgo país del 4,37% para fines del mes de julio de 2008; los peritos no hicieron referencia a ninguna fuente respecto de dicha suposición<sup>659</sup>. Con esta prima, los peritos hicieron un ajuste con base en la calificación de los bonos de Petrozuata en el año 1998 y luego determinaron la deuda de Petrozuata respecto del riesgo país en comparación con empresas de exploración y producción (E&P) de los Estados Unidos, utilizando el índice de los bonos de la industria de los Estados Unidos cuyas calificaciones estaban dos niveles por encima de la deuda soberana de Venezuela. Si bien los peritos supuestamente invocan la calificación de los bonos de Venezuela, la referencia a partir de la cual se realiza el cálculo es, una vez más, el mercado de los Estados Unidos. Por último, si bien aceptan que el capital está más expuesto al riesgo país que la deuda, supusieron que Petrozuata tenía una estructura de capital óptima que es la misma que tiene el promedio de las empresas E&P de los Estados Unidos y, así, adoptaron una porción de deuda del 26,5% - todo ello sin ninguna verificación por referencia a compañías que operan en la industria petrolera de Venezuela o, lo que

---

<sup>657</sup> Informe Preliminar de Valoración de las Inversiones de ConocoPhillips en Venezuela, 12 de septiembre de 2008, Apéndice E, párr. 5. Los peritos agregaron que los datos de los Estados Unidos son más fiables “que los datos análogos provenientes de los mercados de capitales de Venezuela, en la medida en que dichos datos existan en Venezuela” [Traducción del Tribunal]. En otras palabras, los peritos concluyeron que los datos de Venezuela no eran fiables a pesar de que no verificaron la existencia de dichos datos. En el informe que contemplaba este Anexo, los peritos fueron más contundentes: “Utilizamos el índice de endeudamiento óptimo de las empresas de exploración y producción de petróleo y gas no integradas de los Estados Unidos, ya que los datos del mercado venezolano son limitados y poco fiables” [Traducción del Tribunal] (párr. 113). Así, los peritos concluyeron que los datos de Venezuela no eran fiables antes de proceder a verificar la existencia de dichos datos. Tuvieron 8 años para subsanar este defecto. En todos los informes subsiguientes, ya no se mencionó la cuestión acerca de la posible disponibilidad de los datos en Venezuela.

<sup>658</sup> LECG-171, al que se hace referencia en el Informe Preliminar de Valoración de las Inversiones de ConocoPhillips en Venezuela, 12 de septiembre de 2008, Apéndice E, párr. 17, nota al pie 21.

<sup>659</sup> Informe Preliminar de Valoración de las Inversiones de ConocoPhillips en Venezuela, 12 de septiembre de 2008, Apéndice E, párr. 18.

constituiría el requisito fundamental, a la compañía objeto del análisis, es decir, Petrozuata<sup>660</sup>. La conclusión de los peritos ilustra su enfoque:

El comprador interesado en los Proyectos tendría una estructura de capital representativa de la industria. La información fiable para dicho comprador genérico no está disponible a partir de una muestra de las empresas E&P venezolanas con las mismas características de riesgo que nuestros Proyectos en cuestión. En consecuencia, utilizamos como elemento representativo el promedio de la estructura de capital observada en la muestra de los Estados Unidos correspondiente a empresas E&P, es decir, un índice de endeudamiento del 27%. Nuestra utilización de los datos de los Estados Unidos está respaldada por el hecho de que la industria E&P es, fundamentalmente, una industria internacional, y que muchas empresas de los Estados Unidos tienen inversiones en otros países<sup>661</sup>. [Traducción del Tribunal]

c. Tasas de descuento en mercados extranjeros

891. Ambos equipos de peritos realizaron estudios exhaustivos de calificaciones de riesgo derivados de una gran cantidad de mercados internacionales o incluso a nivel global. Si bien dichas comparaciones pueden ser instructivas en varios aspectos, tienen la desventaja fundamental de no haber sido determinadas por el mercado en cuestión en el caso que nos ocupa – el mercado petrolero de Venezuela – o, de forma más específica, por los Proyectos que constituyen el objeto de la valuación y, por lo tanto, están en el centro de la determinación de la tasa de descuento y, en particular, su inherente componente de riesgo.

892. Los peritos de la Demandada invocan en gran medida cinco enfoques para determinar las tasas de descuento, esto es, el Modelo de Clasificación de Riesgo País publicado por International Investor, SPEE, sus propios Datos del Mercado de Valores, y el Contralor de Cuentas Públicas de Texas. Todas estas fuentes tienen fundamento internacional, a excepción de la última, que contiene valuaciones de más de 6.000 propiedades de petróleo y gas en el Estado de Texas. Hay una quinta fuente que amerita una mención separada, ya que ofrece información sobre los proyectos petroleros upstream en Venezuela, reunida por IHS Global Insight<sup>662</sup>. Cuando se consideran todas estas fuentes en su conjunto, el rango de tasas de descuento conforme a la valuación *ex post* oscila entre el 21,8% y el 29,5%<sup>663</sup>. Luego, los peritos crean otro grupo conformado por diversos métodos representados por cuatro categorías de indicadores diferentes, esto es, (i) ICAPM, un método que utiliza

<sup>660</sup> Cf. *ibídem*, Apéndice E, párrs. 16-36. Tal como se menciona *infra*, la porción de la deuda finalmente se fijó en el 26%.

<sup>661</sup> *Ibídem*, Apéndice E, párr. 50.

<sup>662</sup> Los datos corresponden solo al año 2009 y fueron presentados, de forma general, para proyectos de petróleo en Venezuela; cf. Informe de Actualización Consolidado, 17 de noviembre de 2016, párrs. 378(b), 520/521; Informe de Experto Adicional sobre Riesgo País en la Tasa de Descuento, 19 de mayo de 2017, párr. 11.

<sup>663</sup> Informe de Experto Consolidado sobre Valuación, 17 de noviembre de 2016, párrs. 378, véanse, además, párrs. 478-552.

la desviación estándar relativa de los mercados de capitales de Venezuela y una economía desarrollada; (ii) ICAPM, otros métodos; (iii) métodos que combinan la tasa de rentabilidad esperada no contemplada en el CAPM con el modelo de calificación del riesgo país; y (iv) estimaciones directas no contempladas en el CAPM. Los peritos de la Demandada concluyen, con base en esta comparación, que la media del costo de capital de los cuatro grupos es de 27,7% para el mes de octubre de 2016, la cual constituye la tasa de descuento que aplican para obtener el Valor Actual Neto (VAN) de los Proyectos a la fecha de valuación *ex post*<sup>664</sup>. Los peritos no explican el peso respectivo otorgado a cada uno de estos grupos, los cuales demuestran composiciones muy diferentes. Pareciera que, en gran parte, estos grupos no reflejan las evaluaciones basadas en el mercado de Venezuela, y cuando lo hacen la referencia no es diferente a cuando se consideran los mercados de capitales de Venezuela. No se establece ninguna relación con la rentabilidad de los Proyectos objeto de valuación. Ello es sorprendente. Los peritos señalan como uno de sus puntos fundamentales que la tasa de descuento refleja la tasa de rentabilidad esperada, al menos como valor mínimo, y dicha tasa está reflejada por el costo de capital en tanto “se la observa desde la perspectiva del proyecto”<sup>665</sup> [Traducción del Tribunal]. Sin embargo, ninguno de los enfoques y métodos que utilizan como guía implica perspectiva alguna que haga hincapié en los Proyectos.

893. Además, el Tribunal observa que los peritos de la Demandada indican una cantidad de limitaciones respecto de la metodología fundada en el enfoque CAPM que, en cierta medida, debe extenderse a ICAPM, su equivalente internacional. Ellos expresan que este método explica el mecanismo de fijación de precios en los mercados financieros conforme al supuesto de competencia perfecta. Señalan que la teoría tiene antecedentes deficientes relativos a la predicción de tasas de descuento reales para los activos financieros y que también tiene limitaciones importantes cuando el activo que se desea valorar es un proyecto petrolero físico independiente, carente de liquidez, para el cual hay pocos compradores cuyos portafolios no están totalmente diversificados. Concluyen que la teoría, simplemente, no puede aplicarse sin la introducción de modificaciones importantes cuando no prevalece la competencia perfecta. Por lo tanto, en el presente caso, CAPM sólo puede ofrecer un mínimo para la tasa de descuento<sup>666</sup>. Asimismo, agregan que CAPM se completó por medio de la introducción de la prima de riesgo de país, lo que generó ICAPM, la versión internacional del modelo. No obstante, los peritos señalan que, aparte de ICAPM, se deben emplear otros enfoques para determinar las tasas de descuento “que carecen de las restricciones de los supuestos de dicha teoría”<sup>667</sup> [Traducción del Tribunal]. Sin embargo, tal como se explicó *supra*, los peritos utilizan ICAPM (en proporciones indefinidas) como uno de los fundamentos para sugerir su tasa de descuento del 27,7%, indicando, además, que, si utilizan de forma exclusiva métodos

<sup>664</sup> *Ibidem*, párrs. 380/381, 538, 540, Tabla 34, párr. 578.

<sup>665</sup> *Ibidem*, párr. 390.

<sup>666</sup> *Ibidem*, párrs. 394, 404. Los peritos hacen hincapié en la palabra “mínimo”. [Traducción del Tribunal] Véanse, además, párrs. 492-497.

<sup>667</sup> *Ibidem*, párr. 400.

distintos de ICAPM, dicha tasa podría descender al 25,1%<sup>668</sup>. En cualquier caso, la invocación de diversas fuentes basadas en ICAPM u otras fuentes que emplean datos comparables conforme a otra metodología resulta ser errónea en gran medida cuando no se centra en los Proyectos en cuestión y su contexto económico. Además, como estos Proyectos están en marcha en el escenario contrafáctico, no hay lugar para ninguna perspectiva enfocada en el “comprador” que pueda ser influenciada por la comparación con otros mercados o, quizás, con mercados similares.

894. Los peritos de la Demandada sugieren también que la mayoría de las estimaciones CAPM se realizan con base en datos del mercado de capitales de Estados Unidos. Este mercado tiene una gran liquidez mientras que, por lo general, no ocurre lo mismo con un proyecto físico que debe enfrentarse con un mercado limitado en el cual la conclusión de las transacciones requiere mucho tiempo. Los peritos de la Demandada, para dar cuenta de esta limitación aplicable a los Proyectos, introducen un ajuste por liquidez del 4% a los primeros dos grupos de métodos basados en ICAPM, a efectos de obtener un aumento en el promedio de la tasa de descuento, fundado en los cuatro grupos, del 2%. Tal como ellos indican, esto resulta en una “tasa de descuento (costo de capital) posterior al ajuste de liquidez” del 27,7%<sup>669</sup> [Traducción del Tribunal]. Sin embargo, observaron, además, en una etapa anterior, que el mismo porcentaje representa la media del costo de capital de los cuatro grupos mencionados *supra*, sin considerar el ajuste por liquidez<sup>670</sup>. Esto es confuso. El Tribunal entiende que esta última cifra debe ser inferior al 27,7%, pero para los peritos el porcentaje final es del 27,7%, tal como fue confirmado adicionalmente por los escritos de la Demandada.

895. En primer lugar, el Tribunal observa que el argumento de los peritos de la Demandada es circular. La falta de liquidez se evalúa por comparación con el mercado de capitales con mayor liquidez de los Estados Unidos, si bien se afirma – de forma correcta – que la tasa de descuento debería basarse en una valuación orientada al Proyecto y no por referencia a los datos de los Estados Unidos para empresas que operan en el mercado de capitales que tienen muy poco, o ciertamente nada, que aportar a dicho análisis. Desde que comenzaron los Proyectos, nunca hubo un mercado con liquidez respecto de los ingresos en calidad de dividendos provenientes de la producción y el mejoramiento de petróleo. Tampoco hubo un mercado para el capital accionario, más aún debido a que los Convenios de Asociación regían ese tema. Por lo tanto, el factor de iliquidez, si fuera relevante, se incluyó en todo momento como un componente importante de los Proyectos en materia comercial y, por consiguiente, estaba incluido también en la valuación que realizaron los inversionistas, considerado como tasa de descuento o como tasa mínima de aprobación. Así, y tal como señalaron los peritos de las Demandantes, habría una evidente doble contabilización si se

---

<sup>668</sup> *Ibidem*, párr. 383. Los peritos consideraron para su valuación métodos basados en ICAPM para más del 50%; cf. el mismo Informe, pág. 275, Tabla 34.

<sup>669</sup> *Ibidem*, párrs. 538, 540, Tabla 34.

<sup>670</sup> *Ibidem*, párr. 381.

agregara al riesgo país cualquier falta de perspectiva de comercialización<sup>671</sup>. Asimismo, se puede observar que, en el presente caso, no se puede medir el riesgo país por referencia a los mercados. La tasa de descuento sirve para determinar el valor actual de los dividendos futuros. Estas son todas características relacionadas exclusivamente con los Proyectos en cuestión en el caso que nos ocupa.

896. Por otra parte, los peritos de las Demandantes consideraron los enfoques de transacciones comparables y múltiplos de mercado como medio para comprobar los resultados de su análisis DCF. Analizaron más de 1.600 transacciones de exploración y producción de petróleo crudo que tuvieron lugar en el período comprendido entre el año 2001 y el primer semestre del año 2008 para las cuales había datos disponibles. Este enfoque resulta de utilidad cuando hay varias transacciones recientes en condiciones de mercado de activos que son similares o comparables con el activo objeto de la valuación. Los rangos de valores en general, y considerados en su totalidad, ofrecen una oportunidad para confirmar la naturaleza conservadora de los resultados de sus cálculos DCF. Los peritos no identificaron ninguna transacción en particular que podría considerarse comparable directamente, en todos sus aspectos relevantes, con los Proyectos Petrozuata y Hamaca (incluso en términos de tamaño, ubicación, y tipo de petróleo crudo), pero expresaron que estaban en condiciones de evaluar el precio de las transacciones por barril de una gran cantidad de transacciones recientes relativas a participaciones en petróleo crudo pesado. De forma similar, analizaron transacciones relativas a proyectos de aguas poco profundas y activos, en un intento por encontrar operaciones comparables al Proyecto Corocoro. No identificaron ninguna transacción en particular que podría considerarse comparable directamente, en todos sus aspectos relevantes, con Corocoro, pero las transacciones, en su totalidad, ofrecen un sustento útil e independiente para confirmar la naturaleza conservadora de su análisis DCF.

897. Además, los peritos procuraron corroborar los resultados de su análisis DCF por medio de la consideración de diversas valuaciones que surgen de empresas de exploración y producción que hacen oferta pública de sus acciones y extraen petróleo crudo en Canadá y otros lugares. Si bien no identificaron ninguna empresa en particular que fuera directamente comparable con los Proyectos Petrozuata o Hamaca, concluyeron que este ejercicio proporciona un medio útil e independiente para confirmar la naturaleza conservadora de sus resultados DCF<sup>672</sup>.

898. El enfoque “múltiplos de mercado” (en ocasiones denominado enfoque de compañías comparables) es similar, desde un punto de vista económico, al enfoque de transacciones comparables. El enfoque es aplicable por medio (1) de la identificación de empresas que hacen oferta pública de

---

<sup>671</sup> Abdala/Spiller, Informe sobre el Riesgo País Específico para el Proyecto Aplicable a las Inversiones de las Demandantes en Venezuela, 19 mayo de 2017, párr. 33.

<sup>672</sup> Cf. Informe Preliminar de Valoración de las Inversiones de ConocoPhillips en Venezuela, 12 de septiembre de 2008, párrs. 57/58; Apéndice G completado por el Apéndice D del Segundo Informe de Valoración de las Inversiones de ConocoPhillips en Venezuela, 2 de noviembre de 2009, y el Informe de Refutación a los Segundos Informes de los Peritos de la Demandada, 15 de abril de 2010.

sus acciones que sean suficientemente similares a la compañía en cuestión, (2) del cómputo de un índice que expresa el valor de la empresa respecto de algunas variables relevantes (por ejemplo, ganancias, producción y reservas probadas), y (3) de la aplicación del múltiplo observado a la variable (en el presente caso, las reservas) para determinar su valor. Si el mercado de capitales es razonablemente eficiente, los precios del capital accionario incorporan el conocimiento y las expectativas del mercado respecto de los prospectos de negocios futuros de las empresas, y proporcionan, así, una estimación razonable del valor justo de mercado. Si las empresas seleccionadas que hacen oferta pública de sus acciones son suficientemente similares a la compañía en cuestión, resulta posible estimar la inferencia relativa al valor probable de dicha compañía en base a un múltiplo apropiado de la industria. En el presente caso, el indicador relevante del valor, que han identificado, es el índice de valor de la empresa relativo a la cantidad por barril equivalente de petróleo (BEP) de las reservas probadas.

899. Los peritos de las Demandantes concluyen que su análisis confirma la naturaleza conservadora del valor que calcularon para los Proyectos Petrozuata y Hamaca utilizando el enfoque DCF.

900. El Tribunal concluye que, sin negar el interés de diversas comparaciones, ya sea con múltiples de proyectos o transacciones, dichos métodos no permiten arribar a conclusiones lo suficientemente concretas para que sean aplicables a los Proyectos en el presente caso. Los peritos aceptan que no identificaron ninguna transacción en particular que podría considerarse directamente comparable, en todos sus aspectos relevantes, con los Proyectos. Por lo tanto, si no se puede obtener ninguna comparación razonable de las múltiples comparaciones y análisis de una gran cantidad de emplazamientos de producción de petróleo a nivel global, ¿cuál es el propósito de este ejercicio si no deriva en resultados concretos respecto de los Proyectos en cuestión en el presente caso? Es probable que dichas comparaciones muestren diferencias entre extremos en los cuales se pueden encontrar tasas de descuento. Aun así, ello no deriva en ningún resultado concreto.

901. De forma similar, resulta hipotético o algo especulativo concluir, a partir de la comparación con el promedio del costo de la deuda de empresas E&P supuestamente comparables ubicadas en China, Rusia, Kazajstán, Colombia y Brasil, compilado por la compañía estadounidense Bloomberg, que el costo de la deuda de los Proyectos era del 7,31% al mes de junio y del 6,06% al mes de diciembre de 2016<sup>673</sup>, cuando los datos debían haber estado disponibles a partir de las cuentas de los Proyectos, al menos, para el período histórico.

#### d. Supuestos generales del riesgo país

902. El Tribunal concluye que, si bien puede ser cierto que la situación económica general de Venezuela puede tener un efecto negativo en la rentabilidad de los Proyectos, por ejemplo,

---

<sup>673</sup> Informe de Actualización Consolidado de Abdala/Spiller, 17 de noviembre de 2016, párr. 175.

aumentando el riesgo de mayores tributos, inestabilidad política, turbulencias en el mercado laboral o falta de insumos técnicos, no tiene ningún sentido arribar a conclusiones a partir de los riesgos implícitos de la deuda soberana de Venezuela, que se encuentra cerca del colapso, respecto de la situación financiera de los Proyectos que gozan de una autonomía considerable en comparación con la economía del país en su totalidad.

903. Por otro lado, se deben tener en cuenta las decisiones políticas de gobierno que afectan a la industria del petróleo en general en Venezuela (independientemente de que se denominen riesgo país o no) tales como regalías e impuestos, limitaciones en el tipo de cambio, restricciones a la producción de la OPEP, y muchas otras medidas regulatorias relativas a la administración de los proyectos de petróleo. La Circular de Oferta de Petrozuata del año 1997 (C-75) contiene una enumeración exhaustiva de dichos riesgos que no amerita ser repetida. Sin embargo, y también en este sentido, el impacto de dichas medidas de gobierno no puede convertirse en el componente de riesgo de un proyecto específico sin considerar, además, varios otros factores y, principalmente, aquellos relativos al proyecto particular en cuestión. Asimismo, los estados financieros contienen listados exhaustivos de los riesgos que afectan a los Proyectos<sup>674</sup>.

904. La misma cuestión es aplicable a las comparaciones realizadas por los peritos de las Demandantes con muchos otros préstamos que están calificados por entidades profesionales con el fin de impactar los mercados financieros. La calidad de la deuda de los respectivos deudores puede permitir conclusiones indirectas relativas a los riesgos inherentes a los negocios relevantes, pero ello no permite una transferencia inmediata de dichos riesgos a los efectos de identificar los componentes de riesgo de los Proyectos en cuestión sin una verificación posterior. Por lo tanto, el Tribunal concluye que los supuestos de los peritos de las Demandantes en este sentido, sin negar algún interés intrínseco, son cercanos a simples especulaciones que no guardan relación con las características de los Proyectos. Los peritos debían haber tenido conocimiento de la debilidad de dicha posición cuando expresaron: “En todos los casos hay que analizar estos riesgos específicos del proyecto y no el riesgo país en general”<sup>675</sup>. Ello constituye, también, la postura de las Demandantes: “La pregunta es, por lo tanto, cuál *habría sido* el riesgo país para estos Proyectos (considerando sus características específicas, incluido sus protecciones contractuales y aquellas contempladas en el Tratado) en ausencia de la conducta ilícita por parte de Venezuela”<sup>676</sup> [Traducción del Tribunal].

905. En cualquier caso, incluso si se tomaran como referencia calificaciones de bonos tales como las correspondientes a la deuda soberana de Venezuela, ellas no pueden representar más que el nivel inferior sobre el cual las especificidades de los Proyectos se deben elaborar y traducir en

---

<sup>674</sup> Véase, por ejemplo, el Informe para Petrozuata correspondiente a los años 2006/2007, págs. 18-21 (CLEX-093).

<sup>675</sup> TR-S, Audiencia de 2010, Día 10, 2637:18-2638:13 (Spiller). Y, una vez más: “... el riesgo país debe ser específico según el proyecto”, TR-S, Audiencia de marzo de 2017, Día 11, pág. 1676:5/6 (Spiller).

<sup>676</sup> Escrito Final de las Demandantes sobre la Cuantía, párr. 412.

costos que resulten en tasas apropiadas. La calificación de los bonos como tal no resulta pertinente para una valuación basada en proyectos. El riesgo de un proyecto físico que atraiga inversiones extranjeras es muy superior al riesgo de un bono. Si ello no fuera así, el inversionista sólo adquiriría bonos que incluyen el riesgo país, pero no otros riesgos inherentes a la inversión en particular<sup>677</sup>.

e. El riesgo de expropiación y tributación

906. El Tribunal acepta que la tasa de descuento no debería servir como prima para los actos ilícitos cometidos por el Estado receptor y en detrimento de la inversión. Por lo tanto, no resulta apropiado incluir el riesgo de expropiación ilícita u otras medidas ilícitas del Estado en la determinación de la ecuación riesgo/rentabilidad del Proyecto, y a partir de allí, en la tasa de descuento.

907. Sin embargo, las Demandantes van demasiado lejos cuando alegan que no se debería considerar ningún riesgo de expropiación. Ello no es correcto habida cuenta de la protección dispuesta en el TBI en contra de actos ilegales cometidos por el Estado receptor, la cual define, a la inversa, el alcance que se deja para las intrusiones del Estado que afecten la rentabilidad de la inversión. Así, se permite la expropiación dentro de los límites determinados por el Artículo 6 del TBI. Ello incluye el derecho que le asiste al inversionista de que se le otorgue “justa compensación”. Tal como alegaron las Demandantes, este estándar no es tan exacto a la reparación íntegra, con el efecto de que, si en realidad se abona la justa compensación, el inversionista debe asumir el riesgo de que se le prive de la compensación que permita la reparación íntegra por la pérdida sufrida. A tales efectos, la protección del Tratado tiene sus limitaciones, las cuales se traducen en el riesgo inherente a la inversión.

908. Respecto del principio, el Tribunal concuerda con las Demandantes en que la conducta ilícita no debería convertirse en un beneficio para quien comete dicha ilicitud.

909. El mismo principio es aplicable respecto de las consecuencias de los actos discriminatorios. En la medida en que las disposiciones de compensación de los Convenios de Asociación de Petrozuata y Hamaca establecen una indemnidad limitada para los Accionistas Clase B, la diferencia, que representa las pérdidas no cubiertas, debe considerarse como un riesgo de los Proyectos que se traduce en la tasa de descuento.

910. Por lo tanto, se debe alterar uno de los supuestos fundamentales de los peritos de las Demandantes, esto es, que “en estos procedimientos la tasa de descuento debe ser libre del riesgo de expropiación y del riesgo de una tributación indebida”<sup>678</sup> [Traducción del Tribunal]. Los Proyectos no estaban exentos del riesgo de expropiación, siempre que fuera lícita en el marco del Artículo 6

---

<sup>677</sup> Brailovsky/Flores, Informe de Experto Consolidado sobre Valuación, 17 de noviembre de 2016, párr. 398(c).

<sup>678</sup> Informe de Refutación a los Segundos Informes de los Peritos de la Demandada, 15 de abril de 2010, párr. 9.

del TBI. Además, estaban expuestos al riesgo de una mayor tributación; no obstante, dentro de los límites establecidos por las disposiciones de compensación. Por consiguiente, la crítica de los peritos de las Demandantes a los peritos de la Demandada en estos aspectos, expropiación y tributación no resulta convincente<sup>679</sup>.

911. En una etapa ulterior, en el año 2014, los peritos de las Demandantes se apartaron de su posición inicial e hicieron mayor hincapié en la producción y los parámetros de costos de los Proyectos. Indicaron que: “una gran diferencia en los datos seleccionados por B&F [Brailovsky&Flores] se relaciona con el rendimiento operativo esperado de los Proyectos en ausencia de expropiación”<sup>680</sup> [Traducción del Tribunal]. De forma adicional, cuando enumeran las características específicas de los Proyectos que respaldan la baja prima de riesgo país de los peritos, ellos señalan lo siguiente:

Los accionistas privados de los Proyectos no sólo gozaban de protecciones específicas en contra de la expropiación contemplada en el TBI, sino que también tenían protecciones específicas en contra de actos adversos por parte de Venezuela conforme a los Convenios de Asociación de Petrozuata y Hamaca, que limitaban más su exposición a riesgos en materia política y regulatoria<sup>681</sup>. [Traducción del Tribunal]

Además, los peritos de las Demandantes señalan que los Proyectos contienen su propia gestión de riesgos cuando consideran la protección disponible por medio de tratados bilaterales de inversión y las disposiciones de compensación de los Convenios de Asociación<sup>682</sup>. Sin embargo, cuando los peritos analizan el Convenio Petrozuata consideran como referencia el período comprendido entre los años 2002-2004, sosteniendo que las calificaciones de crédito de Petrozuata se vieron afectadas después por informes sobre posibles expropiaciones<sup>683</sup>.

---

<sup>679</sup> *Ibidem*, párr. 10: “La diferencia entre la prima de riesgo país que utilizamos y la prima de riesgo país utilizada por B&W [Brailovsky&Wells], a su vez, se debe a que B&W omitieron aislar los elementos de riesgo correspondientes a la expropiación y la tributación indebida incluidos en esta prima; riesgos que los Proyectos no habrían enfrentado en el escenario contrafáctico” [Traducción del Tribunal]. En sus informes anteriores, los peritos de las Demandantes supusieron un impuesto a las ganancias del 34% para Petrozuata y Hamaca. De hecho, en el año 2007, el impuesto a las ganancias de la industria de hidrocarburos ascendió al 50% y las Demandantes habían concluido que dicho incremento no debería desencadenar en la aplicación de las disposiciones de compensación en el presente caso. Los peritos modificaron su escenario tributario en su Cálculo de Indemnización de Daños para las Confiscaciones de las Inversiones de ConocoPhillips en Venezuela, 19 de mayo de 2014, párrs. 2, 4, y en su Cálculo de Indemnización de Daños para las Confiscaciones de las Inversiones de ConocoPhillips en Venezuela, Informe Suplementario, 13 de octubre de 2014, nota al pie 9, párrs. 19, 249.

<sup>680</sup> Cálculo de Indemnización de Daños para las Confiscaciones de las Inversiones de ConocoPhillips en Venezuela, Informe Suplementario, 13 de octubre de 2014, párr. 6.

<sup>681</sup> *Ibidem*, párr. 86(d).

<sup>682</sup> *Ibidem*, párr. 192.

<sup>683</sup> *Ibidem*, párr. 118; Informe de Actualización Consolidado, 17 de noviembre de 2016, párr. 89.

912. Asimismo, el Tribunal recuerda que se instruyó a los peritos de las Demandantes para que no analizaran la aplicación del Impuesto a las Ganancias Inesperadas (IGI). En consecuencia, tampoco consideraron la potencialidad del efecto de esta tributación sobre los riesgos inherentes a los Proyectos.

f. El riesgo inherente a la calificación de crédito de la deuda

913. Las Demandantes se fundan sustancialmente en el componente de riesgo incluido en la calificación de los bonos de Petrozuata. Tal como se indicó *supra*, los peritos restringieron su análisis relativo al costo de la deuda en el escenario contrafáctico al período comprendido entre los años 2002 y 2004, considerando que los informes posteriores sobre riesgos de expropiación repercutirían en la presente valuación. Los años de referencia considerados por los peritos son, por lo tanto, más de 10 años antes de la fecha de valuación efectiva, y se basan en una hipótesis que se contradice con su aceptación de que los Proyectos estaban protegidos por el TBI. Al momento en que redactaron el Informe de mayo de 2014 y el Informe Consolidado de 2016, los peritos sabían que el TBI era aplicable desde el período 2005/2006<sup>684</sup>. Sin embargo, los peritos consideran que el perfil de riesgo crediticio de los Proyectos habría mantenido la calificación BB que tenía en el período 2002-2004 hasta el mes de diciembre de 2016<sup>685</sup>. No se presenta ninguna prueba que sustente dicha afirmación, la cual simplemente expresa la opinión personal de los peritos.

914. Esta opinión no está exenta de contradicciones. Los peritos de las Demandantes alegan, en respaldo de la tendencia descendente de los riesgos de los prestamistas desde los inicios de la inversión, que “muchos de los riesgos sustanciales asociados inicialmente con los Proyectos ya no estaban presentes en el año 2016 (tales como, por ejemplo, riesgos de construcción y desarrollo), y debido a la reducción de las tasas libres de riesgo, las tasas de interés exigidas por los tenedores de bonos al año 2016 habrían sido inferiores que aquellas ofrecidas por los prestamistas en el año 1997”<sup>686</sup> [Traducción del Tribunal]. Los peritos señalan que dicha reducción no afecta el componente de riesgo país del costo de capital “...debido al incremento del déficit fiscal en Venezuela y el deterioro de su situación macroeconómica en general, los Proyectos podrían verse afectados de forma adversa a causa de otros factores de riesgo en materia política, tales como un aumento en el

---

<sup>684</sup> La titularidad de los Proyectos fue transferida a CPZ el 27 de julio de 2005, a CGP el 11 de agosto de 2005 y a CPH el 22 de septiembre de 2006, respectivamente; cf. Decisión sobre Jurisdicción y Fondo de 2013, párr. 276.

<sup>685</sup> Informe de Actualización Consolidado, 17 de noviembre de 2016, párrs. 91, 173; véase, asimismo, Cálculo de Indemnización de Daños para las Confiscaciones de las Inversiones de ConocoPhillips en Venezuela, 19 de mayo de 2014, párr. 119; Cálculo de Indemnización de Daños para las Confiscaciones de las Inversiones de ConocoPhillips en Venezuela, Informe Suplementario, 13 de octubre de 2014, párr. 89; haciendo referencia además al Índice *Emerging Markets Corporate Plus* de Merrill Lynch, una vez más carente de fuentes en el mercado de petróleo de Venezuela.

<sup>686</sup> Informe sobre el Riesgo País Específico para el Proyecto Aplicable a las Inversiones de las Demandantes en Venezuela, 19 mayo de 2017, párr. 12.

riesgo de las interrupciones en la cadena de abastecimiento”<sup>687</sup> [Traducción del Tribunal]. En primer lugar, el Tribunal observa que estos argumentos son incompletos a la luz de la información disponible sobre las características de los riesgos del mercado petrolero en Venezuela y respecto de los Proyectos en particular, tal como se enumeran de forma exhaustiva en la Circular de Oferta de Petrozuata y en otros informes oficiales. En segundo lugar, la estimación de los riesgos en Venezuela por parte de los peritos resulta inconsistente con el uso de la calificación de crédito inicial del año 2004, sin ninguna verificación adicional respecto de los años subsiguientes, y ello con base en una representación del mercado corporativo de los Estados Unidos<sup>688</sup>.

915. El Tribunal no comparte la opinión de los peritos de las Demandantes respecto de que las calificaciones de los bonos pueden considerarse equivalentes a las calificaciones de riesgo de los Proyectos pertinentes para los inversionistas<sup>689</sup>. Tal como expresan los peritos de la Demandada: “los riesgos de invertir en el capital, en particular en el caso de activos no financieros, deben ser superiores a los correspondientes para la inversión en bonos”<sup>690</sup> [Traducción del Tribunal]. El riesgo de los prestamistas ciertamente se ubica por debajo del riesgo asumido por los inversionistas, quienes están directamente involucrados en la operación de los Proyectos y deben percibir un ingreso superior que el beneficio obtenido por dichos prestamistas. Por lo tanto, la evaluación del riesgo país realizada por los peritos de las Demandantes a un nivel de entre 4 y 5% no tiene vinculación real con la rentabilidad de los Proyectos, tal como se define en los documentos oficiales que respaldan los bonos de Petrozuata. El resultado de dicha comparación es, por el contrario, que el riesgo inherente a los Proyectos, tal como es percibido por las Demandantes, debiera haber estado muy por encima del riesgo vertido en la tasa del bono del 8%. Pareciera que los peritos de las Demandantes aprovechan dicha calificación de los bonos, ya que proporcionan riesgos inferiores que los bonos soberanos de Venezuela, al menos, durante un cierto período de tiempo. Sin embargo, dicha suposición es especulativa porque las empresas productoras de petróleo están expuestas a riesgos que pueden desarrollarse con facilidad a niveles superiores a los riesgos considerados para los bonos soberanos, así como para las compañías promedio en el mismo país. La cuestión fundamental en este aspecto es que la tasa de riesgo inherente a la tasa de los bonos del 8% es, ciertamente, de interés conforme a la más extensa enumeración de la Circular respecto de todos los riesgos que enfrentan los prestamistas, pero también es igualmente cierto que la carga de riesgo que soporta el inversionista debe ser superior porque se aplica directamente y sin las salvaguardas disponibles para los prestamistas contemplados en las protecciones proporcionadas en el mercado financiero, en particular, las garantías que ofrecen los patrocinadores de los bonos. Los peritos de

---

<sup>687</sup> *Ibidem*, párr. 32.

<sup>688</sup> Véase, asimismo, en comparación con Brailovsky/Flores; Informe de Experto Adicional sobre Riesgo País en la Tasa de Descuento, 19 de mayo de 2017, párr. 19.

<sup>689</sup> O, tal como expresan las Demandantes en su Escrito Post-Audiencia de 2017: “El desempeño de los bonos de Petrozuata reflejaba la percepción del mercado respecto del riesgo de invertir en el propio Proyecto Petrozuata” (párr. 214) [Traducción del Tribunal].

<sup>690</sup> Informe de Experto Consolidado sobre Valuación, 17 de noviembre de 2016, párr. 436.

las Demandantes no ignoraron que ello hace la diferencia e invalida las comparaciones pertinentes a la evaluación de la calidad del crédito de las deudas no garantizadas<sup>691</sup>. En ningún momento mencionaron que, en las circunstancias del presente caso, el factor riesgo no impacta el valor de los bonos, pero sí la potencialidad de percibir el pago de los dividendos que surgen de la operación de los Proyectos. La tasa de descuento calculada sobre esta base resultaría en proporciones diferentes y superiores. Aun así, este no es el enfoque elegido:

Consideramos tres enfoques alternativos para calcular las exposiciones específicas del proyecto al riesgo país tal como lo sugiriera el Prof. Damodaran. ... ninguno de estos enfoques genera un resultado significativo para los Proyectos, entonces procedimos con nuestra propia implementación basada en el desempeño observado de la deuda de los Proyectos<sup>692</sup>. [Traducción del Tribunal]

916. Parece ser simple comprender que el desempeño de la deuda garantizada por los patrocinadores y los accionistas de las sociedades controlantes tiene un componente de riesgo inferior que el pago de dividendos que provienen del flujo de ingresos luego del pago de intereses a los prestamistas.

917. Como ni el bono soberano ni el bono de Petrozuata son indicadores útiles para la exposición del costo y la tasa de descuento de los Proyectos, la discusión entre los peritos respecto de si un bono está mejor calificado que el otro, o viceversa, es irrelevante.

918. Además, los peritos de las Demandantes alegan que, para las empresas involucradas en los Proyectos, el costo efectivo de la deuda no es el interés abonado a los prestamistas sino la tasa neta obtenida una vez que se deduce el impuesto a las ganancias. Considerando el efecto de una reducción del impuesto a las ganancias del 50%, ello disminuye el componente de riesgo a la mitad<sup>693</sup>. En el presente caso, y una vez más, dicho cálculo no incluye la consideración de un mayor componente de riesgo para los inversionistas, en comparación con los prestamistas, y, además, la metodología está sesgada por el índice de endeudamiento del 26% que se basa en los promedios obtenidos de los índices de las empresas E&P que no guardan relación alguna con Venezuela<sup>694</sup>.

---

<sup>691</sup> Cálculo de Indemnización de Daños para las Confiscaciones de las Inversiones de ConocoPhillips en Venezuela, 19 de mayo de 2014, nota al pie 120.

<sup>692</sup> Informe sobre el Riesgo País Específico para el Proyecto Aplicable a las Inversiones de las Demandantes en Venezuela, 19 mayo de 2017, nota al pie 66. El Tribunal observa que esta nota al pie se presenta adjunta al párrafo 47, que comienza con la siguiente afirmación: "Al momento de evaluar el nivel del riesgo país relevante para los Proyectos, adherimos al enfoque que postula el Prof. Damodaran (2003), denominado el "Enfoque Lambda" que propone que la medida del riesgo país debe ser específica para cada caso" [Traducción del Tribunal].

<sup>693</sup> Cf. Informe Preliminar de Valoración de las Inversiones de ConocoPhillips en Venezuela, 12 de septiembre de 2008, Apéndice E, párrs. 37-47.

<sup>694</sup> *Ibidem*, Apéndice E, párrs. 35, 50.

## g. Consideración del comprador interesado

919. Los peritos de las Demandantes, cuando introducen la metodología DCF como la herramienta más fiable para determinar las pérdidas de las Demandantes, utilizan la comparación de un “comprador interesado”, que podría considerar la adquisición del Proyecto al momento de la valuación<sup>695</sup>. Hacen referencia, también, a las Directrices del Banco Mundial<sup>696</sup>. Sin embargo, estas Directrices hacen referencia al valor de mercado utilizado en el cálculo de la justa compensación al momento de la expropiación. En el presente caso, y al momento de la valuación de los tres Proyectos – independientemente de que sea a finales del año 2016 o 2018 –, no hay ningún comprador interesado para considerar. Dicho comprador puede tener sus propias opiniones acerca de la ponderación de riesgos y rentabilidades inherentes a los Proyectos en comparación con sus propios intereses y las ofertas de otros compradores que compiten. Cada uno de dichos compradores potenciales adoptará su propio índice de endeudamiento. En el presente caso, lo relevante es la valuación de los ingresos futuros atribuibles a las Demandantes en virtud de las condiciones de sus experiencias en el escenario contrafáctico. Estas condiciones están predeterminadas por los parámetros inherentes a los Proyectos. No pueden modificarse a los efectos de cumplir con las elecciones operativas y financieras de un nuevo comprador.

920. De forma más particular aún, cuando se considera el WACC como sustento de las conclusiones de los peritos de las Demandantes, se hace referencia “al promedio ponderado del costo de la deuda y del costo de capital, con las ponderaciones (que totalizan el 100%) determinadas por la estructura de capital óptima de la industria”<sup>697</sup> [Traducción del Tribunal]. Sin embargo, esta definición se da en abstracto, y sus elementos están determinados por medio de parámetros utilizados en la “industria” y su mercado pertinente. Dicha definición podría ser de utilidad para la evaluación por parte del comprador potencial y le permitiría la comparación con otros proyectos de interés cuando se considera una inversión. A los efectos de la valuación de un proyecto en marcha y sus flujos de caja futuros, estos factores se deben determinar por referencia a los proyectos en consideración.

## h. Costo de la deuda

921. Los peritos de las Demandantes alegan que su WACC se basaba en el costo de capital. No obstante, aceptan más del 25% de la proporción del costo de la deuda como se considera en los manuales de mercado en materia de negocios en los Estados Unidos, con la consecuente y significativa reducción del riesgo país de Venezuela aproximadamente al 4%. El índice de endeudamiento

---

<sup>695</sup> *Ibidem*, Apéndice E, párr. 62.

<sup>696</sup> LECG-037.

<sup>697</sup> Informe Preliminar de Valoración de las Inversiones de ConocoPhillips en Venezuela, 12 de septiembre de 2008, párr. 69.

de los peritos sufrió modificaciones. Si bien la porción del patrimonio se fijó, inicialmente, en el 27%<sup>698</sup> para el mes de agosto de 2014, el índice de endeudamiento fluctuó del 29% al 71%<sup>699</sup>. Ello ocurrió poco después del informe de mayo de 2014, en el cual el índice de endeudamiento era del 40,7% al mes de marzo del mismo año, y por referencia a la industria E&P de los Estados Unidos<sup>700</sup>. En el mes de marzo de 2016, se indicó que se había modificado el índice de endeudamiento del 41% al 30% sin ninguna explicación<sup>701</sup>. El Informe Consolidado señaló que el índice “de endeudamiento” fue del 25,6% en el mes de diciembre de 2016<sup>702</sup> [Traducción del Tribunal]. Por último, se estableció en el 26% a la misma fecha<sup>703</sup>. A la luz de la confusa restricción del índice pertinente ofrecido por los peritos en el transcurso de los años y la información proveniente de fuentes de los Estados Unidos utilizada como sustento probatorio, el Tribunal considera que no se han adoptado las medidas necesarias para obtener los porcentajes relevantes, si los hubiere, de la propia estructura económica y financiera de los Proyectos<sup>704</sup>. En el presente caso, la cuestión es relevante dadas las implicaciones sobre el factor riesgo país. Este factor es considerablemente mayor en relación con el costo de capital que respecto del costo de la deuda<sup>705</sup>. Por lo tanto, cuando aumenta la proporción del costo de la deuda, el componente de riesgo país disminuye al igual que la tasa de descuento.

922. La postura de los peritos de la Demandada es ambigua. Sin ningún análisis detallado, los peritos mencionaron, simplemente, “que los Proyectos tenían alguna deuda”<sup>706</sup>, si bien habían indicado en el mes de agosto de 2014 que no había gastos relativos a la deuda con posterioridad al

---

<sup>698</sup> *Ibidem*, Apéndice E, párr. 50.

<sup>699</sup> Cálculo de Indemnización de Daños para las Confiscaciones de las Inversiones de ConocoPhillips en Venezuela, Informe Suplementario, 13 de octubre de 2014, párr. 163.

<sup>700</sup> *Ibidem*, párrs. 114/115. El mismo informe presenta el índice de endeudamiento para el “Caso Base” de los Proyectos como del 29% al 71% (párr. 129).

<sup>701</sup> Actualización de marzo de 2016, 18 de marzo de 2016, párr. 26.

<sup>702</sup> Cf. Informe de Actualización Consolidado, 17 de noviembre de 2016, nota al pie 95, donde se explica que el índice ofreció resultados en forma de promedio a partir de la estructura de capital de los Proyectos E&P, con referencia a la muestra de empresas contempladas en el Código SIC 1311 (Clasificación Industrial Estándar) de Bloomberg. No se presenta ningún análisis sobre los motivos por los cuales, si los hubiere, y en qué medida estas fuentes son de relevancia para los Proyectos en cuestión en el presente caso. En la Tabla 3, párr. 95, el porcentaje indicado es 25,9%.

<sup>703</sup> Informe sobre el Riesgo País Específico para el Proyecto Aplicable a las Inversiones de las Demandantes en Venezuela, 19 mayo de 2017, párr. 63(c).

<sup>704</sup> En su alegato de cierre en ocasión de la Audiencia de septiembre de 2017, el Abogado de las Demandantes expresó simplemente que el costo del patrimonio era más de dos veces superior que el costo de la deuda, y que dicha compañía fue financiada por la deuda y el patrimonio - TR-S, Día 18, pág. 4996:4:13 (Friedman).

<sup>705</sup> “El accionista siempre tiene más riesgo que el que tiene la deuda. Si algo va mal, entonces el que tiene la deuda debe cubrir eso, ¿no?”. TR-S, Audiencia de marzo de 2017, Día 14, pág. 2477:6-9 (Flores). “En general, el capital propio es más arriesgado que la deuda”. *Ibidem*, pág. 2544:2/3 (Spiller).

<sup>706</sup> Informe de Experto Consolidado sobre Valuación, 17 de noviembre de 2016, párr. 424.

15 de mayo de 2014<sup>707</sup> [Traducción del Tribunal]. Sin embargo, los peritos tuvieron en cuenta el costo de la deuda en su valuación de la tasa de descuento<sup>708</sup> y consideraron un índice de solvencia del 23,7%, en referencia a la Clasificación Industrial Estándar confeccionada por el gobierno de los Estados Unidos (Código SIC 2911, BF-62)<sup>709</sup>. El hecho de suponer que no habría más deuda para mediados del año 2014 parece incompatible con la hipótesis de una proporción de la deuda de los Proyectos superior al 20%.

923. Los peritos de las Demandantes son más explícitos. Incluyeron el costo de la deuda “comparando el costo de la deuda de los Proyectos con el costo de la deuda de productores E&P comparables de los Estados Unidos” y ello “en ausencia de amenaza de expropiación”<sup>710</sup> [Traducción del Tribunal]. Los peritos explicaron que adoptaron dicha medida – el riesgo país de la deuda – y la aumentaron por medio del riesgo relativo del capital de las empresas E&P respecto de su deuda con el propósito de reflejar el incremento del riesgo de las inversiones patrimoniales en la industria, en comparación con las inversiones en deuda<sup>711</sup>. Dicho análisis se aparta totalmente de la consideración de los propios componentes de riesgo de los Proyectos, incluso en la medida en que se pudiera relacionar con el costo de su deuda. En efecto, cuando se ajusta el riesgo país con base en los rendimientos de la deuda, los peritos señalan que ellos “aumentan la prima de riesgo país de la deuda por medio de la captura del diferencial del riesgo de la industria de los Estados Unidos, tal como es aplicable al patrimonio general y los inversionistas en deuda”<sup>712</sup> [Traducción del Tribunal]. Además, el costo de la deuda incluye el componente de riesgo que perciben los tenedores de bonos, con la consecuencia de que no existe una determinación adicional del riesgo con base en los Proyectos<sup>713</sup>. Los peritos conocían el financiamiento de los Proyectos, al menos, respecto de que los Proyectos Hamaca y Corocoro no habían emitido bonos y que los bonos de Petrozuata se habían pagado mucho antes de la fecha de valuación en el mes de diciembre de 2016. Ello habría ofrecido buenas razones para analizar de forma más detallada si el índice de deuda del 26% era

---

<sup>707</sup> Informe de Experto sobre Valuación, 18 de agosto de 2014, nota al pie 57.

<sup>708</sup> *Ibidem*, párrs. 282-284.

<sup>709</sup> Informe de Experto Consolidado sobre Valuación, 17 de noviembre de 2016, páginas 275 (Tabla 34) y 342 (Tabla B.2). El índice se estableció en 3,3% sólo para el mes de junio de 2007 (páginas 274, Tabla 33, y 340, Tabla B.1).

<sup>710</sup> Se podría recordar que los peritos habían aceptado, luego, que los Proyectos estaban protegidos en contra de la expropiación conforme al TBI; Cálculo de Indemnización de Daños para las Confiscaciones de las Inversiones de ConocoPhillips en Venezuela, Informe Suplementario, 13 de octubre de 2014, párr. 86(d).

<sup>711</sup> Cálculo de Indemnización de Daños para las Confiscaciones de las Inversiones de ConocoPhillips en Venezuela, 19 de mayo de 2014, párr. 62; Informe de Actualización Consolidado, 17 de noviembre de 2016, párr. 87. Tal como se explicara en la Audiencia de marzo de 2017, los peritos procedieron de la siguiente manera: "Sí, pero si estamos de acuerdo en que los accionistas tienen una deuda más arriesgada y si en promedio es dos veces más arriesgado, que es lo que nosotros concluimos, entonces tomo el riesgo de la deuda, lo multiplico por 2,2 y llevo el riesgo para los accionistas". TR-S, Audiencia de marzo 2017, Día 14, pág. 2546:5-11 (Spiller).

<sup>712</sup> Informe de Actualización Consolidado, 17 de noviembre de 2016, párr. 92.

<sup>713</sup> Informe sobre el Riesgo País Específico para el Proyecto Aplicable a las Inversiones de las Demandantes en Venezuela, 19 mayo de 2017, párrs. 39-41, 50(b).

razonable, y una buena causa para reducir el riesgo país en alrededor de un tercio en comparación con el riesgo país adoptado respecto del costo de capital.

924. Más aún, los peritos de las Demandantes sabían que los bonos de Petrozuata eran la única deuda que podrían considerar. En efecto, indicaron que “debido a que la deuda financiera de los Proyectos se había cancelado de inmediato con posterioridad a la expropiación, no había observaciones directas del costo de la deuda de los Proyectos desde mediados del año 2007”, y además que: “si los Proyectos tenían una deuda pendiente al año 2016, aun así, se debería evaluar en qué medida los rendimientos de los bonos habrían sido representativos en el escenario contrafáctico” [Traducción del Tribunal]. Luego, los peritos concluyeron lo siguiente: “debido a que los préstamos crediticios de Hamaca no representaban activos negociados en el mercado, nos fundamos en el análisis de los bonos de Petrozuata para nuestra medida del riesgo país respecto de los Proyectos”<sup>714</sup> [Traducción del Tribunal]. Así, no había ninguna otra deuda que observar más que los bonos de Petrozuata, y ello en abstracto solamente, ya que los bonos se habían pagado y ya no estaban en el mercado. La calificación de crédito hasta el mes de diciembre de 2016 provenía, en efecto, de la calificación del período comprendido entre los años 2002 y 2005 (extendida, asimismo, al año 2007) sobre la base de las calificaciones relativas a diez empresas E&P que operaban en mercados emergentes, según lo informado por entidades crediticias, y absolutamente sin ninguna relación con Venezuela<sup>715</sup>. Luego concluyeron que los bonos tenían un rendimiento promedio de 6,06% que los peritos incluyeron en su cálculo del WACC, donde era aplicable a la exposición de la totalidad de la deuda del 26% que los peritos asumieron con base en las referencias del mercado de los Estados Unidos para los inversionistas, aunque aceptaban que dicha exposición no existía para los Proyectos objeto de la valuación<sup>716</sup>. Ello significa también que el riesgo crediticio que los peritos asumen que estaba incluido en la tasa de la deuda no tiene ninguna relación ni con Venezuela ni con los Proyectos. Se deben indicar dos errores en el presente caso. En primer lugar, el Modelo Económico Compuesto de ConocoPhillips de finales del año 2006 (MEC, LECG-085) demuestra que la exposición relativa al financiamiento de los Proyectos comparada con los ingresos totales después de impuestos, ascendía a no más del 6%<sup>717</sup> (una cifra muy inferior a la proporción de la deuda de los peritos de las Demandantes del 26%) al tiempo que se alcanza el nivel inferior correspondiente a USD cero para Petrozuata en el año 2023 y para Hamaca en el año 2018, mientras que no se indicó ningún financiamiento para Corocoro. En segundo lugar, el componente de riesgo de la deuda basada en los bonos no era sufragado solamente por los prestamistas. Estos bonos estaban acompañados de garantías ofrecidas por los patrocinadores y los accionistas de las sociedades controlantes; por medio de su involucramiento y los importes que debían abonar a los bancos que operaban en calidad de intermediarios, estas sociedades que servían de respaldo estaban cubriendo,

---

<sup>714</sup> *Ibidem*, párr. 53, que incluye la nota al pie 75.

<sup>715</sup> Cf. *ibidem*, párrs. 55-58.

<sup>716</sup> *Ibidem*, párrs. 58, 63(b).

<sup>717</sup> LECG-085, pág. 12/pdf.

asimismo, parte del riesgo de los Proyectos. Ello significa que el costo de la deuda (aunque reducido y que luego desapareciera por completo) debe considerarse como el costo de capital respecto de dicho involucramiento de los tenedores de los Proyectos. Ello hace que la proporción del costo de la deuda que los peritos de las Demandantes destacaron sea insignificante. Asimismo, ello significa que el WACC no puede servir a su propósito, el cual consiste en determinar el costo promedio del capital cuando se considera más de una fuente de financiamiento.

i. La tasa de descuento inherente a los Proyectos

925. Cuando considera los Proyectos con mayor grado de detalle, el Tribunal observa que también en este sentido las Partes tienden a proceder por comparación con otros proyectos y decisiones, en lugar de analizar directamente las condiciones relevantes de los Proyectos. La Demandada alega que se deberían considerar los laudos de otros tribunales en casos que contemplan realmente la misma nacionalización que la que se analiza en el presente caso. Ello es correcto, pero no lo suficientemente preciso. El hecho de que tuviera lugar la misma nacionalización no significa, en ausencia de un análisis adicional, que las conclusiones a las que se arribaron respecto de otro proyecto deban ser las mismas que las pertinentes para los Proyectos en cuestión en el presente caso; aquellos se basan en parámetros operativos y económicos diferentes, llevados a cabo por otros inversionistas extranjeros y que deben evaluarse en momentos distintos. Para ser definitiva, cualquier comparación debería operar por analogía, hecho que exige que las situaciones que se van a contrastar sean comparables porque están fundadas en los mismos componentes claves y características, o similares a ellos. La mayoría de los análisis de descuento ignoran este requisito fundamental, considerando una gran cantidad de empresas en una muestra que ofrece promedios, pero no analogías con la empresa en cuestión en el presente caso. Los peritos de ambas partes no tuvieron éxito en sus respectivos enfoques basados en comparaciones de diferentes tipos que nunca incluyeron las características de los Proyectos en el presente caso.

926. La Demandada insiste en colocar en primer lugar la tasa de descuento de 18% de los casos *Mobil* como referencia comparativa. Se refirió a estas decisiones con tanto énfasis que daba la impresión de que estaría satisfecha con dicha tasa a pesar de que la afirmación de sus peritos era que la tasa apropiada debería ser 27,7%. En cualquier caso, si bien se reconoce que se puede obtener algún tipo de asistencia al considerar los resultados a los que se arribó en las decisiones en *Mobil*, el presente Tribunal debe llegar a sus propias conclusiones con sus propias justificaciones y, por lo tanto, no puede adoptar la tasa del caso *Mobil* sin analizar el razonamiento de los árbitros en dicho caso. En este aspecto, el resultado no es esclarecedor. El Tribunal de la CCI en *Mobil* favoreció la evaluación de la tasa de descuento de la demandada porque no le quedó alternativa luego de haber rechazado la posición de la demandante que sostenía que no se debería aplicar prima de

la industria o del riesgo país<sup>718</sup>. En esencia, el Tribunal de la CCI adoptó la tasa de retorno histórica de los accionistas de la sociedad controlante como principal punto de comparación, la cual, en la mayoría de los casos y como ocurre con la TIR, se encuentra por encima de la tasa de descuento<sup>719</sup>. El Tribunal del CIADI en *Mobil*<sup>720</sup>, que falló tres años más tarde, no agregó ningún elemento al análisis del laudo de la CCI. El Tribunal observó que, si bien las demandantes habían excluido el riesgo de confiscación cuando determinaron el riesgo de descuento, no podía adoptar el enfoque de sus peritos. El Tribunal no consideró qué otros elementos del argumento de dichos peritos pudieran ser de utilidad<sup>721</sup>. Luego, señaló que los peritos de la Demandada arribaron a tasas de descuento que oscilaban entre 18,5% y 23,9%, lo cual representa, asimismo, el margen considerado por otros tribunales de arbitraje. Así concluyó el tribunal que una tasa de descuento del 18% refleja de forma apropiada los riesgos existentes en ese caso<sup>722</sup>. En el caso que nos ocupa, y habida cuenta de las alegaciones exhaustivas presentadas por las Partes y sus peritos, el Tribunal debe hallar mayor sustento para sus conclusiones. Se pueden obtener muy poca guía de las tasas de descuento consideradas por otros tribunales de arbitraje relativos a inversiones en Venezuela, cuyas tasas de descuento y valores de riesgo país ofrecen variaciones entre 10,09% (4%)<sup>723</sup>, 14,9% (7,9%)<sup>724</sup>, 18% (8,89%)<sup>725</sup>, 19,88% (10,26%)<sup>726</sup>, 21,25% (14,75%)<sup>727</sup>, y 23% (6%)<sup>728</sup>. Se podría pensar que dicha divergencia demuestra simplemente las inconsistencias del trabajo de los tribunales de arbitraje. Si bien ello puede ser verdad hasta cierto punto, otra conclusión más convincente es que la disparidad de las tasas pone de manifiesto la disparidad de los negocios involucrados y la necesidad

<sup>718</sup> *Mobil Cerro Negro, Ltd. c. Petróleos de Venezuela S.A. y PdVSA Cerro Negro, S.A.*, Caso CCI No.15416/JRF/CA, Laudo Definitivo de fecha 23 de diciembre de 2011, párrs. 719, 722, 774-777 (R-462).

<sup>719</sup> *Ibidem*, párrs. 775-777.

<sup>720</sup> *Venezuela Holdings, B.V., y otros c. República Bolivariana de Venezuela, S.A.*, Caso CIADI No. ARB/07/27, Laudo de fecha 29 de octubre de 2014 (CL-348).

<sup>721</sup> Cf. *ibidem*, párr. 365 (CL-348).

<sup>722</sup> *Ibidem*, párrs. 366-368. Puede observarse que los párrafos a los que se hace referencia en el presente caso no fueron anulados por la Decisión sobre Anulación de fecha 9 de marzo de 2017, párr. 196 (3/4) (R-658).

<sup>723</sup> *Gold Reserve Inc. c. República Bolivariana de Venezuela*, Caso CIADI No. ARB(AF)/09/1, Laudo de fecha 22 de septiembre de 2014, párrs. 839-844 (CL-328).

<sup>724</sup> *Flughafen Zürich A.G. y Gestión e Ingeniería IDC S.A. c. La República Bolivariana de Venezuela*, Caso CIADI No. ARB/10/19, Laudo de fecha 18 de noviembre de 2014, párrs. 878-910 (R-559).

<sup>725</sup> *Phillips Petroleum Company Venezuela Limited, ConocoPhillips Petrozuata B.V. c. Petróleos de Venezuela S.A. y otros.*, Laudo Definitivo, CCI 20549/ASM/JPA, de fecha 24 de abril de 2018, párrs. 1015-1084.

<sup>726</sup> *Saint-Gobain Performance Plastics Europe c. República Bolivariana de Venezuela*, Caso CIADI No. ARB/12/13, Decisión sobre Responsabilidad y Principios en Materia de Cuantificación de Daños, de fecha 30 de diciembre de 2016, párrs. 669-758 (R-655).

<sup>727</sup> *Tidewater Investment SRL y Tidewater Caribe, C.A. c. La República Bolivariana de Venezuela*, Caso CIADI No. ARB/10/5, Laudo de fecha 13 de marzo de 2015, párrs. 169-197 (R-642).

<sup>728</sup> *OI European Group BV c. República Bolivariana de Venezuela*, Caso CIADI No. ARB/11/25, Laudo de fecha 10 de marzo de 2015, párrs. 762-817.

de obtener tasas de descuento con base en las características de cada inversión particular involucrada en cada caso.

927. Como ya se indicó, la tasa de descuento que el Tribunal debe considerar como pertinente en la fecha actual de valuación es diferente de la tasa mínima de aprobación y del TIR. Estas últimas tasas expresan la tasa de retorno estimada para obtener la rentabilidad que prevé el inversionista. Dicha expectativa se encuentra influenciada por los ingresos que el inversionista espera obtener del proyecto. La información que obra en el expediente demuestra que la rentabilidad esperada se estimó en alrededor del 20%. La tasa mínima de aprobación, la cual se calcula por medio de técnicas similares a las correspondientes a la tasa de descuento, otra vez resulta diferente en el sentido en que refleja, además, las expectativas del inversionista, pero ello respecto de su nivel inferior o retorno mínimo aceptable, que establece la línea en la cual la decisión de invertir o no invertir alcanza su punto de verificación crucial. Las tasas mínimas de aprobación dependen del presupuesto del capital disponible, de las generalidades del negocio y de las expectativas de la empresa inversionista respecto de asumir riesgos<sup>729</sup>. Por lo tanto, la tasa mínima de aprobación se concentra en los intereses del inversionista en el momento en el que realiza la inversión y se debate si debería o no sortear la “barrera”. La tasa de descuento del proyecto se deriva de la rentabilidad del proyecto.

928. Las Demandantes observan de forma bastante acertada que, al igual que la tasa interna de retorno, la tasa de descuento puede variar a lo largo del tiempo. Puede haber sido superior al inicio de los Proyectos que, al momento de la expropiación, y puede haber descendido aún más a partir de dicha fecha. Sin embargo, y con el propósito de demostrar la ocurrencia de dicha evolución, se deberían presentar las pruebas que acrediten que el valor inherente a los Proyectos ha sufrido modificaciones en el transcurso del tiempo y que la tasa vigente demuestra cierta estabilidad a futuro hasta la finalización de los Proyectos. Dicho análisis no se llevó a cabo. Además, mientras algunos factores de riesgo desaparecieron luego de cierto tiempo, tales como la incertidumbre acerca del EHCO disponible al inicio de los Proyectos (indicado por las Demandantes), otros riesgos surgieron en una etapa ulterior, tales como la incertidumbre creciente acerca de las reservas disponibles al final de los Proyectos, la inestabilidad de los precios del petróleo y los riesgos enumerados en diversos documentos mencionados *supra*.

929. La percepción del análisis y las conclusiones de los peritos de las Demandantes se ve influenciada por la concepción que ellos tenían, al menos en determinados momentos, respecto de las reclamaciones que las Demandantes presentaron ante este Tribunal. Así, en opinión de sus peritos en su tercer informe, la reclamación de las Demandantes era doble e incluía lo siguiente: (a) la expropiación por parte de la Demandada de las participaciones de las Demandantes en los Proyectos, y (b) las modificaciones previas a los regímenes fiscales de los Proyectos, implementadas

---

<sup>729</sup> Cf. Informe de Actualización Consolidado de Abdala/Spiller, 17 de noviembre de 2016, párr. 188.

por la Demandada con anterioridad al 26 de junio de 2007<sup>730</sup>. Como la segunda reclamación no fue presentada ante este Tribunal, la asunción del riesgo se debería haber modificado.

930. Los peritos de las Demandantes habían determinado una prima de riesgo país de 4,37% en su Informe Preliminar del año 2008<sup>731</sup>, que luego incrementaron al 4,55% en el mes de mayo de 2014<sup>732</sup>, y al 4,8% en el mes de octubre de 2014<sup>733</sup>, antes de que descendiera al 4,1% en el mes de diciembre de 2016<sup>734</sup> y que aumentara al 4,2% en el mes de mayo de 2017<sup>735</sup>. Los peritos no explican de manera clara y convincente el motivo por el cual su conclusión respecto del riesgo país deriva en estas cifras diferentes.

931. Si bien no analizan de forma directa la prima de riesgo país en relación con los Proyectos, los peritos de las Demandantes explican de forma indirecta que la diferencia que surge entre su propia fórmula del riesgo país y la correspondiente a los peritos de la Demandada se basa, *inter alia*, en su discrepancia respecto del costo de la deuda, el cual es 6,1% para ellos, pero 10,8% para los peritos de la contraparte<sup>736</sup>. Esta postura plantea serias dudas cuando se considera que ni estos peritos, ni los peritos de la Demandada, ofrecen pruebas de la existencia de algún porcentaje de deuda de los Proyectos, al menos en los últimos años.

932. Los peritos de las Demandantes aceptan que el riesgo país en general no puede considerarse de forma aislada. Se debe considerar el riesgo país específico del proyecto. En contraposición, dicho riesgo constituye “el riesgo incremental que el inversionista enfrenta en un proyecto en particular como resultado de la ubicación del activo en cuestión” [Traducción del Tribunal]. De hecho, “cuando se evalúa el valor de mercado de un activo, es necesario hacer hincapié en la forma en la cual las particularidades del proyecto interactúan con los riesgos de la jurisdicción en la que se ubica el proyecto. En otras palabras, el riesgo país específico del proyecto es la medida pertinente del riesgo país cuando se calcula el valor justo de mercado de un activo”<sup>737</sup> [Traducción del Tribunal]. Si bien en el presente caso el riesgo país específico del proyecto aparece un poco

---

<sup>730</sup> Informe de Refutación a los Segundos Informes de los Peritos de la Demandada, 15 de abril de 2010, párr. 1.

<sup>731</sup> Informe Preliminar de Valoración de las Inversiones de ConocoPhillips en Venezuela, 12 de septiembre de 2008, párr. 18.

<sup>732</sup> Cálculo de Indemnización de Daños para las Confiscaciones de las Inversiones de ConocoPhillips en Venezuela, 19 de mayo de 2014, párrs. 4, 64, 67.

<sup>733</sup> *Ibidem*, párrs. 81, 100.

<sup>734</sup> Informe de Actualización Consolidado, 17 de noviembre de 2016, nota al pie 111.

<sup>735</sup> Informe sobre el Riesgo País Específico para el Proyecto Aplicable a las Inversiones de las Demandantes en Venezuela, 19 mayo de 2017, párr. 66.

<sup>736</sup> Cálculo de Indemnización de Daños para las Confiscaciones de las Inversiones de ConocoPhillips en Venezuela, 19 de mayo de 2014, párr. 57; Informe de Actualización Consolidado, 17 de noviembre de 2016, párr. 82.

<sup>737</sup> *Ibidem*, párr. 57; Informe de Actualización Consolidado, 17 de noviembre de 2016, párr. 82.

entremezclado con el riesgo país, existen pruebas de que ambos deben separarse. A saber: “En todos los casos hay que analizar estos riesgos específicos del proyecto y no el riesgo país en general”<sup>738</sup>.

933. No obstante, cuando los peritos de las Demandantes identifican dicho riesgo país específico del proyecto habiendo señalado esta definición tan amplia, lo hacen para intentar mitigar y reducir el riesgo país en general. El riesgo país tiene la intención de capturar los riesgos incrementales tales como la volatilidad adicional de la demanda local, la infraestructura de un país en desarrollo (exponiendo a los proyectos a mayores riesgos de abastecimiento que los que enfrentarían las empresas ubicadas en los Estados Unidos), y los actos de gobierno y políticas macroeconómicas que afectan los negocios. Sin embargo, en el presente caso y en opinión de los peritos, las características particulares de los Proyectos limitaron su susceptibilidad a todas las fuentes de riesgo país, en particular porque producen un producto básico (petróleo crudo) que se comercializa a nivel global y en su mayoría se exporta desde Venezuela, están expuestos solamente y de forma parcial a las fuentes relativas al abastecimiento correspondientes al riesgo país, ya que gran parte de la infraestructura que se utiliza para operar los Proyectos está contenida en sí mismos y, desde la perspectiva regulatoria, los Proyectos están protegidos contra los riesgos de expropiación. Además, los acuerdos de los accionistas ofrecen una protección adicional a los inversionistas privados en contra de la imposición de medidas arbitrarias o discriminatorias por parte de Venezuela. En síntesis, los peritos señalan que “los Proyectos estaban estructurados de forma que se minimizaba la exposición al riesgo país de Venezuela”<sup>739</sup> [Traducción del Tribunal].

934. Los peritos de las Demandantes no explican la forma en la cual se vincula este análisis con el 4,55%, el 4,8%, y luego con el 4,2% de riesgo país que adoptaron<sup>740</sup>. En cualquier caso, resulta suficiente mencionar que, si bien las disposiciones de compensación ofrecen cierta protección al inversionista, tal como expresan los peritos, ello constituye solo una de las facetas del sistema de compensación; las mismas disposiciones trasladan a los Proyectos de forma implícita la independencia soberana del Estado receptor para adoptar medidas regulatorias que pueden afectar la rentabilidad de los Proyectos (“sin cláusula de estabilización”), lo cual es, evidentemente, un riesgo inherente al valor de los Proyectos. Los peritos no mencionan ningún factor negativo que aumente los riesgos de los Proyectos. Los bonos de Petrozuata se toman como referencia, pero los diversos riesgos enumerados en la circular relativa a los bonos, dirigida a los tenedores de bonos, no

---

<sup>738</sup> TR-S, Audiencia de marzo 2010, Día 10, pág. 2638:10-13 (Spiller).

<sup>739</sup> Informe de Actualización Consolidado, 17 de noviembre de 2016, párrs., 169/170. Véase, asimismo, Informe sobre el Riesgo País Específico para el Proyecto Aplicable a las Inversiones de las Demandantes en Venezuela, 19 mayo de 2017, párrs. 48/49.

<sup>740</sup> Los peritos señalan, simplemente y como conclusión, que “en general” su “evaluación de la exposición al riesgo país de los Proyectos se refleja en la prima de riesgo país del 4,55%” [Traducción del Tribunal], sin que se ofreciera ninguna explicación del motivo por el cual dicha exposición conlleva al referido porcentaje; cf. Cálculo de Indemnización de Daños para las Confiscaciones de las Inversiones de ConocoPhillips en Venezuela, 19 de mayo de 2014, párr. 64.

ameritan ninguna mención o análisis. Por el contrario, se les informó a los tenedores de bonos que debido al incremento del déficit fiscal en Venezuela y el deterioro de su situación macroeconómica en general, “los Proyectos podrían verse afectados de forma adversa a causa de otros factores de riesgo en materia política, tales como un aumento en el riesgo de las interrupciones en la cadena de abastecimiento”<sup>741</sup> [Traducción del Tribunal]. Sin embargo, los peritos afirman que “los Proyectos tienen una exposición limitada al riesgo país”<sup>742</sup> [Traducción del Tribunal]. Así, aquello que era una gran preocupación para los tenedores de bonos se considera irrelevante para los tenedores de capital accionario, y estos riesgos no se tienen en cuenta en el cálculo cuando se determina el WACC. No se analiza el riesgo de tributación, representado en particular por el WPT; ello habría afectado a los Proyectos, pero no a los prestamistas.

935. Fue únicamente en ocasión de las audiencias de febrero y marzo de 2017 que los peritos de las Demandantes reconocieron que el Modelo Económico Compuesto de ConocoPhillips (MEC, LECG-085) establecía la tasa de descuento de los Proyectos en 13%. Los peritos nunca antes habían mencionado esta información, si bien utilizaron en gran medida el mismo Modelo para su evaluación de la producción y costos de los Proyectos. Los peritos señalaron que dicha tasa solo se había considerado “al principio de la inversión” y que es probable que esto no sea indicativo de los riesgos relevantes para la valuación a una fecha más precisa, tal como el mes de diciembre de 2016<sup>743</sup> [Traducción del Tribunal]. Hay dos cuestiones que reducen la pertinencia de esa observación. Las inversiones iniciales se debían analizar con anterioridad al período comprendido entre los años 1995 y 1997 cuando se concluyeron los Convenios de Asociación, es decir, aproximadamente 10 años antes de la preparación del Modelo. El supuesto de que las tasas de descuento eran mayores en los primeros años de operación de los Proyectos es incorrecto a la luz de las dificultades e incertidumbres que surgieron en el año 1999 como consecuencia del cambio de gobierno, y, posteriormente, a fines del año 2001 cuando el Presidente Chávez obtuvo el poder legislativo mediante delegación con el propósito de modificar la Ley de Hidrocarburos. Cuando se estableció el Modelo Económico Compuesto, la situación económica ya era muy distinta de aquella que los peritos describen como el momento inicial para la inversión. Independientemente de los comentarios realizados por los peritos, el hecho es que la gerencia de los Proyectos al momento pertinente consideró una tasa de descuento del 13% que no puede ser calificada simplemente como irrelevante

---

<sup>741</sup> Informe sobre el Riesgo País Específico para el Proyecto Aplicable a las Inversiones de las Demandantes en Venezuela, 19 mayo de 2017, párr. 32.

<sup>742</sup> *Ibidem*, párrs. 45, 49. Véase, asimismo, Cálculo de Indemnización de Daños para las Confiscaciones de las Inversiones de ConocoPhillips en Venezuela, 19 de mayo de 2014, párrs. 58/59; Informe de Actualización Consolidado, 17 de noviembre de 2016, párrs. 83/84.

<sup>743</sup> *Ibidem*, párrs. 5/6. En este último informe, los peritos indican una gran cantidad de otras tasas de descuento y cuestiones que resultan de los documentos de los Proyectos, los cuales nunca antes fueron analizados. Durante la audiencia de marzo de 2017, cuando se planteó la cuestión, los peritos reconocieron que no habían considerado la tasa de descuento del MEC con anterioridad y que, en primer lugar, se tendría que saber si se hizo referencia al costo del patrimonio o al WACC; TR-S, Audiencia de marzo de 2017, Día 13, pág. 2294:16-2296:3 (Abdala/Spiller). Esta distinción se relaciona con la presencia del costo de la deuda que uno esperaría que los peritos conocieran. En su lugar, parece que la respuesta demuestra una vía de escape por no haber buscado una verdadera tasa específica del proyecto.

debido a las circunstancias imperantes en dicho momento y sobre la cual los peritos han fundado el Modelo Económico Compuesto y las evaluaciones de otras características relevantes de los Proyectos, tales como las estimaciones de los costos de producción. Asimismo, puede señalarse que la tasa de descuento del 13% no sólo se mencionó en el Modelo en el momento en el que fue adoptado, tal como indican los peritos. El Modelo incluyó la misma tasa durante la vida útil de los Proyectos y todos los participantes deben haber tenido total conocimiento de ello<sup>744</sup>.

936. Se debe analizar esta tasa del 13% con mayor detalle. Existen pruebas aportadas por las Demandantes de que esta tasa representaba una tasa estándar con poca relevancia para los Proyectos<sup>745</sup>. Sin embargo, esta tasa de descuento – y ninguna otra se utiliza a efectos comparativos – se ha utilizado para determinar el Valor Actual Neto (VAN) de los Proyectos y de la participación de ConocoPhillips; ello deriva de la comparación del Tablero de Control del “Modelo de Planificación a Largo Plazo de COP (ConocoPhillips) Venezuela” y del rubro de Medidas Económicas para cada uno de los Proyectos<sup>746</sup>. Por lo tanto, la tasa de descuento del 13% constituía un elemento de la valuación económica de los Proyectos y debe considerarse en el análisis de valor del capital de los Proyectos. Todos los participantes de los Proyectos, incluso las empresas de ConocoPhillips, han hecho referencia a esta valuación. Por lo tanto, debe ser considerada en un escenario contrafáctico para el cual las Demandantes se basan considerablemente en el MEC.

<sup>744</sup> Hubo un intercambio de opiniones durante la Audiencia de marzo de 2017, que permite comprender que una presentación interna de ConocoPhillips del mes de octubre de 2006 (C-474, pág. 18/pdf) calculaba el Valor Actual Neto sobre la base de una tasa de descuento del 13%; cf. Día 15, pág. 2809:7-2811:1 (Kahale). La misma tasa se mencionó en un informe dirigido al Comité de Gestión de Phillips, de fecha 17 de julio de 1999 (LECG-65, pág. 2), en una Nota a la Junta Directiva de Phillips, de fecha 5 de mayo de 1997 (LECG-114) y en una presentación del Proyecto Corocoro de fecha 8 de agosto de 2005 (LECG-225, págs. 8, 29).

<sup>745</sup> Declaración Testimonial de Jeff. W. Sheets, de fecha 30 de octubre de 2009, párr. 20, en la que afirma que “la tasa de descuento del 13% es sólo una aproximación, la tasa mínima de aprobación utilizada en el modelo económico preparado para el control interno de los proyectos de ConocoPhillips”, y que “él nunca utilizaría la tasa de descuento constante del 13% en el MEC para determinar el valor justo de mercado de un activo en particular” [Traducción del Tribunal]. Además, el Testigo señaló que ConocoPhillips, por lo general, gestionaba proyectos desarrollados a una tasa de descuento del 10% o inferior a ella; Segunda Declaración Testimonial de fecha 14 de mayo de 2014, párr. 6. Sin perjuicio de ello, el hecho es que el 13% fue utilizado en el MEC y esto guarda relación con la determinación del Valor de la Rentabilidad Neta del Proyecto que se había negociado con 10 años de anterioridad. En ocasión de la Audiencia de 2010, el Testigo le informó al Tribunal que ConocoPhillips no tenía un factor de riesgo estándar; Día 6, pág. 1607:18-21, 1609:5-7. Agregó que el 13% fue utilizado como medida estándar que permite la comparación entre los diferentes proyectos de ConocoPhillips y que debe entenderse en términos nominales; *ibídem*, pág. 1610:1-20. Asimismo, los peritos de la Demandada insisten en que dicha tasa estaba “estandarizada”; TR-S, Audiencia de marzo de 2017, Día 14, pág. 2450:11-2452:19 (Brailovsky/Flores). No había más pruebas que lo declarado por el Testigo Sheets, y, en particular, no había pruebas que demostraran el motivo por el cual la tasa de descuento debería ser menos fiable simplemente porque estaba “estandarizada”. El Abogado de la Demandada también insistió en que la tasa de descuento era una tasa estándar y agregó que luego ConocoPhillips efectivamente “hacen ajustes según el valor actualizado neto”; TR-S, Audiencia de marzo de 2017, Día 15, pág. 2808:1-2809:3 (Kahale). Ello no hace hincapié en el hecho de que en el MEC la tasa de descuento del 13% fue utilizada para determinar el Valor Actual Neto.

<sup>746</sup> Cf. LECG-085, págs. (pdf) 10/11, 75 (Petrozuata), 125, 156 (Corocoro I), 14, 272 (Hamaca).

937. Los peritos de las Demandantes aceptan que, para una inversión en deuda, tal como los bonos de Petrozuata, la tasa de interés efectiva depende de todos los riesgos asociados con dicha inversión en un momento particular, tal como son percibidos por los tenedores de deuda<sup>747</sup>. La tasa de interés de aproximadamente el 8% establecida por los prestamistas en el año 1997 representaba todos los riesgos enumerados en la Circular. El Tribunal concluye que la prima ofrecida podría haber mantenido su valor en los años posteriores habida cuenta de los riesgos políticos, así como de las medidas regulatorias y tributarias del Gobierno derivadas de su poder soberano reservado de forma expresa desde el comienzo de los Proyectos. Sin embargo, los peritos de las Demandantes reducen dicha prima a una tasa mínima sin considerar las incertidumbres constantes de los Proyectos respecto del futuro económico y financiero.

938. Los peritos aceptan que la Circular de Oferta de Petrozuata es una fuente de información valiosa para inversionistas potenciales; sin embargo, dichos inversionistas, por lo general, realizarán sus propias evaluaciones de los riesgos que perciben como relevantes al momento de decidir la inversión, independientemente de si los riesgos están indicados de forma expresa en los documentos de oferta iniciales. Además, la tasa de los bonos no incluye la consideración de la participación de los riesgos asumidos por los patrocinadores de los bonos y los accionistas de las sociedades controlantes que son inversionistas en los Proyectos, pero no son inversionistas en los bonos. De forma contraria a las conclusiones de los peritos, la Circular no ofrece la medida apropiada del riesgo general de los activos, tal como evaluaron los inversionistas de capital en los Proyectos. Cuando decidieron invertir en los Proyectos en la década de 1990, las Demandantes aceptaron asumir un riesgo de una dimensión que tiene pocos elementos de comparación con los riesgos que surgieron con posterioridad como cuestión equivalente a la inversión en bonos de la industria para el mismo tipo de negocio.

939. Por lo tanto, la tasa de descuento del 13% inherente a los Proyectos debe prevalecer sobre la tasa de los bonos del 8% que está vinculada a los intereses de los prestamistas que contemplan un componente de riesgo inferior y están protegidos por los patrocinadores y los accionistas de las sociedades controlantes.

940. Los peritos de las Demandantes están en lo cierto cuando expresan que las disposiciones de compensación ofrecían un nivel de protección adicional<sup>748</sup>. Sin embargo, deberían también reconocer que el propósito de dicha protección era la compensación, sólo de forma parcial, por actos discriminatorios del Gobierno a los cuales los inversionistas estaban de cualquier otro modo expuestos en detrimento suyo sin ninguna otra protección adicional que la contemplada en el TBI. Por consiguiente, los daños sufridos por dichos actos deben considerarse como factores de riesgo

---

<sup>747</sup> Informe sobre el Riesgo País Específico para el Proyecto Aplicable a las Inversiones de las Demandantes en Venezuela, 19 mayo de 2017, párr. 11.

<sup>748</sup> *Ibidem*, párrs. 15-17.

en la medida en que no eran compensables a través de los pagos en materia de compensación de PDVSA o de las medidas de salvaguardia proporcionadas en el TBI.

941. Los peritos de la Demandada tenían conocimiento de la tasa de descuento del 13% del Modelo Económico Compuesto (MEC), e hicieron referencia a ella en los años 2009<sup>749</sup> y 2010<sup>750</sup>. Sin embargo, optaron por no analizarla en mayor profundidad que las otras tasas utilizadas a efectos comparativos en el MEC. Con ocasión de las audiencias de los meses de febrero y marzo de 2017 se les brindaron numerosas oportunidades de reflexionar sobre la cuestión y se les invitó a proporcionar reacciones y respuestas. Sin embargo, decidieron guardar silencio incluso en su Informe Adicional de mayo de 2017 posterior a las audiencias. Pero cualquiera que haya sido el motivo de su silencio, no objetaron la tasa de descuento del 13% contemplada en el MEC, simplemente decidieron ignorarla.

942. Las Demandantes han hecho referencia a una serie de documentos que reflejan, en su opinión, las propias prácticas de los Proyectos, que revelan tasas de entre 8% y 12%, muchos de ellos utilizando una tasa de 10%<sup>751</sup>. Sin embargo, omitieron mencionar el MEC del año 2006 para la tasa de descuento, aunque lo consideraron como el documento básico de la estructura económica y financiera de los Proyectos para otros fines.

943. Los peritos de las Demandantes son de poca ayuda para el Tribunal. Las características de la tasa de descuento que proponen son las siguientes: (a) representan promedios y no directrices que han de orientarse a vehículos de inversión particular, y (b) se basan en gran parte en información recopilada en mercados extranjeros por instituciones que son reconocidas pero que muestran una orientación predominante a avalúos de mercado para negocios nuevos en lugar de a la valuación de operaciones de inversión en marcha.

944. Como un primer paso en su conclusión, el Tribunal observa que en el Modelo Económico Compuesto (MEC) la tasa de descuento de los Proyectos de 13% se consideró como el factor representativo del componente de riesgo específico de la inversión en la que se involucraron las Demandantes en la década de 1990 y que habrían llevado adelante hasta el fin de la vida de los Proyectos en un escenario contrafáctico.

945. No obstante, hay un segundo paso. Al considerar la tasa del 13% mencionada en el MEC, el Tribunal observa que dicha tasa no puede servir como criterio definitivo para el descuento de los dividendos otorgados en razón de los años futuros. En efecto, cuando el Tribunal determinó los

---

<sup>749</sup> Brailovsky/Wells, Informe de Experto sobre la Tasa de Descuento que se Aplicará a los Flujos de Efectivo Proyectados, 24 de julio de 2009, párr. 68.

<sup>750</sup> TR-S, Audiencia de 2010, Día 12, pág. 3279:18-21 (Brailovsky).

<sup>751</sup> Escrito Final sobre la Cuantía de las Demandantes, párrs. 399-401; Memorial de las Demandantes sobre la Cuantía, párr. 185.

montos respectivos, lo hizo después de un análisis detallado de la producción y los costos de cada uno de los tres Proyectos. Este análisis se fundó en todos los elementos probatorios que obran en el expediente, con base en una evaluación prudente y realista. En comparación con el Modelo que utilizan Partes, que fue confeccionado hacia finales del año 2006 y aún fue fiable en el mes de junio de 2007, la evaluación del Tribunal es diferente. El Modelo se basó en las estimaciones comerciales que ciertamente fueron confeccionadas con seriedad, con un alto nivel de profesionalismo, pero también podrían haber recibido un cierto grado de optimismo que pudo haber resultado en la percepción de un futuro mejor para los Proyectos del que resultó en realidad. Tal como se mencionó anteriormente, puede resultar suficiente señalar el desplome de la productividad a finales del año 2003 que afectaba al Proyecto Petrozuata y que no fue registrado en el temprano Modelo del año 2006 emitido, así como las dificultades que el mejorador en Hamaca experimentaba. Por lo tanto, el Tribunal ha incorporado en su evaluación riesgos que resultaron de las pruebas y de los hechos en el período histórico que no se han incluido en la valuación en la que se basó el Modelo. Tal como se mencionó previamente con respecto a los intereses y al factor de actualización, debe realizarse una comparación similar en lo que respecta a la rentabilidad de los Proyectos, cuando se comparan los datos considerados en el MEC con los valores considerados en el presente Laudo.

946. Si el Tribunal considerara el componente de riesgo relacionado con el proyecto de 13%, tal como se menciona en el Modelo, sin ajustarlo como consecuencia de sus determinaciones, redundaría en una doble contabilización. Esto se debe a que la evaluación que hace el Tribunal de los ingresos de las Demandantes ya incluye una parte de ese riesgo que resultaron en cifras reducidas de producción y mayores costos, en comparación con los montos correspondientes previstos en el Modelo. Ese porcentaje de riesgo se incluyó en la tasa de 13% del Modelo y ya ha sido corroborado en los ingresos determinados por el Tribunal como la base del cálculo de dividendos. Estos riesgos no pueden contabilizarse dos veces. Los riesgos relacionados con el proyecto que se mantienen como parte de la tasa de descuento para los fines del presente Laudo pueden basarse únicamente en riesgos no demostrados, como todos los riesgos mencionados en la Circular, excluidos aquellos identificados por el Tribunal cuando procedió a su estimación de producción y costos. En síntesis, cuando se hace referencia a la tasa de descuento del 13% utilizada en el MEC, la pertinencia de esa tasa debe evaluarse a la luz de una comparación entre la evaluación sobre producción y costos tal como fue considerada en el Modelo, y las cifras correspondientes consideradas para los fines del presente Laudo. Estas diferencias se basan en reducciones en lo que respecta a la producción anual (mayormente previstas, por ejemplo, para Hamaca, en la operación del mejorador) o relacionadas con la abreviación del período de operación hasta su culminación o en los elementos del costo de importancia para los riesgos que ya se materializaron en la consideración de un escenario contrafáctico. El Tribunal cuantifica el impacto general de estos riesgos demostrados en 25%. Por lo tanto, si se toma como referencia la tasa de descuento del MEC, dicho impacto lleva a una reducción de la tasa de descuento relacionada con el proyecto de 13% a 9,75%.

947. Sin embargo, las alegaciones de las Partes y las opiniones de sus peritos en lo que respecta a la pertinencia de la tasa de descuento del MEC de 13% no llega a ser satisfactoria. El Modelo calcula el Valor Actual Neto (VAN) de los Proyectos mediante la aplicación de una tasa de descuento del 13% a los dividendos que preveían devengarse anualmente para los Accionistas Clase B de ConocoPhillips durante la duración total de los Proyectos (35 años para Petrozuata y Hamaca). Aunque el Modelo es claro en cuanto a que los cálculos se basaron en la opción de aplicar la tasa de descuento del 13%, las Partes no explicaron claramente las razones que las llevaron a considerar esta tasa en lugar de cualquier otra entre las diversas tasas enumeradas en el Modelo que oscilaban entre el 0% y el 16%. Tal como se explicó *supra*, las Partes y sus peritos no explicaron por qué adoptaron la opción del 13%. Esto es llamativo a la luz de la insistencia de las Partes respecto de la relevancia de otros componentes del MEC como elementos importantes de la prueba ante el presente Tribunal. Las Demandantes han manifestado que esta tasa constituía la “tasa estándar”. Sin embargo, nada puede obtenerse del término “estándar” en lo que a esta cuestión se refiere, porque una tasa de descuento fijada al efecto de determinar el valor de dinero devengado en el futuro implica necesariamente una medida promedio, y, por consiguiente, de un “estándar” que ha de aplicarse al mismo nivel durante todos los años pertinentes.

948. El Tribunal observa asimismo que no se ha proporcionado explicación alguna en referencia a los componentes principales de una tasa de descuento establecida específicamente en el 13%. Tal como se observó *supra*, se utilizó esta tasa para calcular el Valor Actual Neto de los Proyectos a la luz de las supuestas rentabilidades representadas por los dividendos de los Proyectos. Este método de cálculo y la tasa correspondiente deben haberse basado en una elección de política adoptada por aquellos que operaron los Proyectos en los años 2006/2007. Las Partes concentraron sus esfuerzos en reducir (las Demandantes) o aumentar (la Demandada) la tasa de descuento con base en hipótesis, tales como el supuesto de que los Bonos de Petrozuata mantendrían una calificación dada durante varios años o que la tasa de descuento de los Proyectos se encontraría de algún modo ligada a la tasa de los bonos soberanos de Venezuela. Incluso mencionaron tasas de descuento utilizadas por cada una de ellas en otros proyectos y en escenarios completamente diferentes, aunque no hicieron referencia a la tasa de descuento que han acordado incluir en el MEC ni tampoco la sustentaron. Las Partes no consideraron ni explicaron si la tasa del 13% se evaluó exclusivamente sobre la base de la economía de los Proyectos, la cual incluye producción, costos, flujos de caja hasta los dividendos resultantes. Han hecho especulaciones respecto de cuáles serían los costos de capital de ConocoPhillips en su carácter de inversionista extranjero, sin indicar qué costos de capital, si los hubiere, se incluyeron para determinar la tasa del 13% incluida en el Modelo y sobre qué fundamento. Sin embargo, el Tribunal cuenta con pruebas en el expediente de que en el momento en que se elaboró el MEC se había decidido y acordado que la tasa de descuento del 13% resultaba la opción más adecuada para determinar el Valor Actual Neto de los Proyectos. No obstante, habría sido de utilidad contar con mayor información y cooperación de las Partes, incluso con base en un análisis comparativo.

949. El Tribunal halla respaldo adicional para su evaluación en el conjunto de documentos que tuvieron origen en el período previo al establecimiento de los Proyectos en la década de 1990 y en las referencias a tasas de descuento que hicieron las Partes en el curso del presente arbitraje. En la década de 1990, el margen para las tasas de descuento posibles se fijó entre el 8% y el 12%, con un enfoque claramente predominante en el número intermedio de 10%. La Memoria Descriptiva de Petrozuata de fecha octubre de 1996 utilizó una tasa de descuento del 10%<sup>752</sup>. Para la Fase II de Hamaca, la misma tasa sirvió como supuesto básico en los años 1998 y 1999<sup>753</sup>; también se aplicó en un Memorando de Información patrocinado por los participantes en el Proyecto en el mes de agosto de 2000<sup>754</sup>. El borrador de trabajo de un Modelo Económico de Hamaca de fecha 30 de octubre de 2006 se basó en una tasa de descuento del 10%<sup>755</sup>. El Testigo Sheets declaró asimismo que ConocoPhillips normalmente negociaba los proyectos desarrollados a tasas de descuento del 10% o inferiores<sup>756</sup>. Por otra parte, estados contables consolidados sobre PDVSA también hacen referencia a una tasa de descuento del 10%<sup>757</sup>. La misma tasa había sido considerada en el Tratado celebrado entre Venezuela y China el 17 de abril de 2010<sup>758</sup>.

950. Comparada con la tasa de descuento del 13% en la que se basa el MEC, la tasa del 10% como cifra predominante en los años principalmente anteriores al año 2000 puede resultar diferente en el sentido de que no ha reflejado, y en ese momento no podía reflejar, una evaluación detallada, año a año, de todas las cifras pertinentes de producción, costos, precios del petróleo, impuestos, flujo de caja y dividendos, etc. Por lo tanto, cuando el Tribunal reduce la tasa de 13% a 9,75%, lo hace sobre la base de su propia evaluación de la economía de los Proyectos de una manera tan detallada y específica como se había hecho para el MEC en el año 2006. Sin embargo, la opción de descuento del 10% adoptada en el período comprendido entre los años 1995 y 2000 y las referencias a la tasa de descuento del 10% en años posteriores reflejan también las expectativas de las Partes. Aunque la opción del 10% se basó en la vasta experiencia comercial de ConocoPhillips, es más cercana a la tasa que se determinó en el MEC que a las tasas exageradas que las Partes presentaron al Tribunal.

---

<sup>752</sup> Proyecto de Asociación Maraven-Conoco, Petrozuata C.A., Memoria Descriptiva, págs. 22-24 (C-92).

<sup>753</sup> Cf. los Planes de Negocio de fecha 14 de octubre de 1998, pág. 233 (LECG-002) y 30 de abril de 1999, págs. 7, 25, 28, 48 (C-73/461).

<sup>754</sup> Memorando Confidencial de Información Preliminar de Hamaca elaborado por Morgan Stanley Dean Witter, Tomo I, pág. XII-1 (C-101).

<sup>755</sup> LECG-129, pág. 253/pdf.

<sup>756</sup> Segunda Declaración Testimonial de fecha 14 de mayo de 2014, párr. 6.

<sup>757</sup> Circular de Oferta de Petrozuata de fecha 17 de junio de 1997, Anexo G, pág. G-45, pág. 336/pdf (C-75). La tasa de 10% también se menciona en los Estados Contables Consolidados de PDVSA para los años 2008 a 2010 (pág. 88/pdf, C-593) y 2011 a 2013 (pág. 106/pdf, C-616).

<sup>758</sup> Artículo 6 (C-585).

951. Por consiguiente, el Tribunal encuentra gran respaldo en las pruebas que obran en el expediente para la evaluación más razonable de la tasa de descuento que ha de utilizarse para determinar el valor de los dividendos futuros en el momento del Laudo. En efecto, ambas evaluaciones conducen a un resultado prácticamente idéntico. Comenzando con la tasa de descuento del 13% del MEC que resulta de cálculos basados exclusivamente en los dividendos producidos en el futuro, la evaluación que realice el Tribunal de las cifras reales que representan la economía de los Proyectos en un escenario contrafáctico debe tener como resultado la reducción de este número a 9,75%, aún sin considerar el propio costo de capital del inversionista. Por otra parte, la tasa más histórica, aunque a pesar de ello firmemente respaldada del 10%, sigue siendo muy cercana a la tasa de 9,75% derivada del MEC y actualizada al momento actual. Ambas tasas en su conjunto ofrecen un margen sólido para la evaluación de la tasa de descuento aplicable.

952. Por referencia a una u otra de las tasas mencionadas *supra*, el componente de la valuación del riesgo debe completarse con el costo de capital que el inversionista recauda en el mercado a los fines de transferir los activos necesarios a la inversión que opera en el futuro. Ambas Partes y sus peritos comparten la opinión de que este componente debe dividirse en una tasa libre de riesgo y en una parte relacionada con el riesgo de la industria. Los peritos de las Partes disienten respecto de las tasas apropiadas, pero ninguno plantea argumentos convincentes cuando se centran en el momento actual. Así, cuando los peritos de la Demandada basan su estudio de las primas de riesgo de mercado en estadísticas que datan del año 1926<sup>759</sup>, el Tribunal no considera que esto sea realista para una evaluación actual, donde los índices de mercado para la industria de producción de petróleo deben encontrarse disponibles a nivel mundial. Habida cuenta del esfuerzo mínimo que se hizo al efecto de acercar los números cuando la diferencia es mínima y se basa esencialmente en estadísticas y no en cifras reales del mercado, el Tribunal no procederá a analizar evaluaciones sumamente hipotéticas que posiblemente no se puedan convertir en una perspectiva jurídica. En lo que respecta a la tasa libre de riesgo, el Tribunal adopta la opción de los peritos de las Demandantes de sustanciarse en los Bonos del Tesoro de los Estados Unidos a 10 años, que son un poco más flexibles, en lugar de que estos Bonos tengan una duración de 20 años. La tasa respectiva es de 1,9%<sup>760</sup>. Para la porción del riesgo de la industria, los peritos de las Demandantes seleccionaron el factor beta correspondiente a compañías en la industria de petróleo crudo y gas natural, que se trata de un sector cercano a la industria a la cual corresponden los Proyectos, más que el negocio *midstream* y *downstream* preferido por los peritos de la Demandada. La tasa así obtenida que ha de considerarse es de 5,5%<sup>761</sup>.

---

<sup>759</sup> Cf. Brailovsky/Flores, Informe de Actualización Consolidado, 17 de noviembre de 2016, párr. 415, págs. 339 (Tabla A.2), 342 (Tabla B.2).

<sup>760</sup> Abdala/Spiller, Informe de Experto Consolidado sobre Valoración, 17 de noviembre de 2016, párrs. 76, 181(a), 166 (Figura 29).

<sup>761</sup> *Ibidem*, párrs. 78/79, 181(b), 166 (Figura 29). La tasa de 5,5% también fue utilizada por los peritos en su presentación en el marco de la Audiencia de marzo de 2017 (diapositiva 29), en tanto su Modelo WACC menciona una prima

j. Conclusión

953. Cuando se consideran los componentes del costo de capital anteriormente mencionados (1,9+5,5) y se suman cada una de las tasas mencionadas anteriormente, adoptadas sobre la base de la evaluación de la rentabilidad y los flujos de caja del Proyecto, la tasa de descuento resultante pasa a ser de 17,15% y 17,40%. Tal como se explicó *supra*, la prueba ante el presente Tribunal no permite una conclusión definitiva en favor de una u otra tasa. A la luz de las incertidumbres implícitas en dicha estimación, el Tribunal hace uso de su margen de discrecionalidad y fija la tasa de descuento que debe considerarse en el caso que nos ocupa en 17,25%.

954. Por lo tanto, los cálculos resultantes de las explicaciones brindadas *supra* tanto en la Sección XI como en la Sección XII son los siguientes:

---

de riesgo de mercado de 6,12%. La misma tabla se presenta en el Escrito Final de las Demandantes sobre la Cuantía, párr. 411.

Dividendos de ConocoPhillips conjuntamente con la tasa de Actualización (9,75%) y de Descuento (17,25%)						
	Petrozuata		Hamaca		Corocoro	
	Dividendos CPZ		Dividendos CPH		Dividendos CPG	
2007 ½	118.474.157	130.025.387	235.580.893	258.550.030	--	
2008	335.629.241	368.353.092	355.432.880	390.087.586	18.193.531	19.967.400
2009	189.299.059	207.755.717	138.984.280	152.535.247	31.954.307	35.069.852
2010	298.179.642	327.252.157	393.769.548	432.162.079	45.012.002	49.400.672
2011	219.725.148	241.148.350	284.352.829	312.077.230	59.842.926	65.677.611
2012	234.178.868	257.011.308	233.237.062	255.977.676	55.581.118	61.000.277
2013	279.555.194	306.811.825	367.939.094	403.913.156	70.107.476	76.942.955
2014	252.323.770	276.925.338	295.262.710	324.050.824	61.124.930	67.084.611
2015	- 30.903.574	0	- 102.608.475	0	- 8.723.311	0
2016	89.600.242	98.336.266	82.425.743	90.462.253	21.194.635	23.261.117
2017	137.570.161	150.983.252	140.159.351	153.824.888	27.916.042	30.637.856
2018	176.517.019	193.728.428	212.588.134	233.315.477	31.342.280	34.398.152
2019	176.481.586	150.517.344	230.021.830	196.180.665	27.815.802	23.723.499
2020	207.274.313	150.766.885	248.723.021	180.915.785	27.490.559	19.996.042
2021	207.640.958	128.817.518	268.772.004	166.742.356	25.469.509	15.800.924
2022	227.505.626	120.379.716	262.159.475	138.716.056	23.412.655	12.388.304
2023	259.208.925	116.971.536	262.914.546	118.643.748	21.101.923	9.522.528
2024	186.634.186	71.832.109	293.269.618	112.874.151	18.336.517	7.057.392
2025	155.259.237	50.964.823	282.585.489	92.760.468	17.249.883	5.662.383
2026	133.939.127	37.498.006	285.971.160	80.061.357	16.249.946	4.549.384
2027			263.094.231	62.819.472		
2028			277.875.702	56.588.067		
2029			299.985.774	52.102.560		
2030			329.726.845	48.842.633		
2031			339.807.516	42.930.466		
2032			339.629.131	36.595.206		
2033			363.614.258	33.415.514		
2034			360.877.626	28.284.827		
2035			350.003.448	23.396.734		
2036			337.798.446	19.258.639		
Total	3.854.092.885	3.386.079.057	8.033.954.168	4.498.085.150	590.672.730	562.140.959
1	2	3	4	5	6	7

k. Laudo neto de Impuestos

955. Las Demandantes recuerdan que las valuaciones de sus peritos son netas de todo impuesto aplicable. Por lo tanto, cualquier tributación ulterior sobre el Laudo por parte de Venezuela redundaría en que se grave a las Demandantes dos veces por el mismo ingreso. Tal como confirmó recientemente el tribunal en *ConocoPhillips c. PDVSA*, cualquier impuesto adicional que resulte aplicable a la suma otorgada conforme al laudo socavaría el principio de compensación íntegra de

los daños sufridos<sup>762</sup>. Las Demandantes solicitan al Tribunal que declare en el Laudo lo siguiente: (a) que el Laudo es neto de todo impuesto venezolano; (b) que Venezuela no puede gravar ni intentar gravar el Laudo; y (c) que las Demandantes no tienen obligaciones tributarias adicionales para con Venezuela en lo que respecta a los tres Proyectos.

956. El Tribunal observa, con las Demandantes, que la Demandada parece estar de acuerdo en tanto no realizó observaciones sobre la solicitud de las Demandantes ni la refutó.

957. El Tribunal ha evaluado con minuciosidad y ha aplicado a la evaluación de los costos y gastos de las reclamaciones de las Demandantes en un escenario contrafáctico todas las medidas impositivas aplicables. Por lo tanto, aplicar los mismos impuestos o impuestos adicionales a la suma otorgada socavaría el principio de compensación íntegra, y, al menos en parte, conllevaría la doble imposición. Por lo tanto, el Tribunal concede la solicitud de las Demandantes de que se declare al Laudo neto de impuestos.

### **XIII. Repago de la Deuda de Hamaca**

958. La Demandada sostiene que no se controvierte que, tras la nacionalización, PDVSA trabajó con las Demandantes para eximir las de sus obligaciones de deuda para con los prestamistas en relación con el Proyecto Hamaca, mediante el pago de la suma de USD 298 millones en nombre de ConocoPhillips. La valuación de las Demandantes que toma en consideración las disposiciones en materia de compensación no deduce esta suma. Si se realiza dicha deducción, la valuación general al 26 de junio de 2007 arroja como resultado la suma de USD 1134 millones.

959. Las respuestas de las Demandantes a una pregunta formulada por el Tribunal en el mes de julio de 2017 son explícitas en el sentido de que las Demandantes admiten que PDVSA ha efectuado pagos de servicio de deuda en la suma de USD 298 millones a los prestamistas del Proyecto Hamaca (R-119). Sin embargo, las Demandantes se oponen de manera enérgica, a la sugerencia de los peritos de Venezuela de que este pago se encontraba de algún modo vinculado a la compensación por la expropiación<sup>763</sup>.

960. El Tribunal observa que la deuda pendiente de pago en ese momento no es objeto de controversia entre las Partes y conlleva una obligación para ConocoPhillips de pagar a los prestamistas una suma de USD 298 millones, de la que fue eximida por parte de la subsidiaria de PDVSA.

---

<sup>762</sup> Cf. *Phillips B.V. c. Petroleum Company Venezuela Limited & ConocoPhillips Petrozuata Petróleos de Venezuela, S.A.*, CCI 16849/JRF), Laudo de fecha 17 de septiembre de 2012 (CL-255).

<sup>763</sup> Cf. Respuestas Iniciales de las Demandantes a las Preguntas del Tribunal, 10 de julio de 2017 - Réplicas de las Demandantes de fecha 10 de julio de 2017; Comentarios Complementarios de las Demandantes sobre las Preguntas del Tribunal, 31 de julio de 2017 (Pregunta 20).

Aunque no se objeta que ConocoPhillips mantenía una obligación de compensar a la subsidiaria de PDVSA por dicho pago, se alega que ConocoPhillips podría recibir una compensación excesiva si se la compensara por el lucro cesante que resulta de la expropiación y se la eximiera de su deuda de forma simultánea. Sin embargo, el Tribunal considera que este repago de la deuda se relaciona con transacciones entre ConocoPhillips y la subsidiaria de PDVSA (o su causahabiente) en caso de que reclamara el reembolso. Si se dedujera la suma de USD 298 millones de la compensación que la Demandada tiene la carga de pagar, el beneficio sería para el Gobierno venezolano. Esto no tendría el efecto de resarcir a la Compañía PDVSA, que inicialmente había eximido a ConocoPhillips de su obligación de pago a los prestamistas. En cualquier caso, la Demandada no solicita que ese pago se realice a los fines de su propia compensación, ni tampoco interpone una demanda reconventional. La sugerencia la realizaron los peritos de la Demandada para los fines del cálculo y no en consideración de una evaluación jurídica. En consecuencia, el Tribunal no profundizará en el asunto.

#### **XIV. Prevención de la Doble Recuperación**

961. Las Demandantes han declarado en reiteradas oportunidades y con relación al Arbitraje ante la CCI que pretenden cumplir con el principio de que no debiera existir doble recuperación (véase, por primera vez, la carta de las Demandantes de fecha 10 de octubre de 2014). Esa afirmación se ha explicado en ocasión de dos de las audiencias del Tribunal<sup>764</sup>. En su Escrito Consolidado de fecha 30 de diciembre de 2016, las Demandantes han agregado que, si obtienen el pago por parte del actor gubernamental relevante mediante los otros recursos contemplados taxativamente en las disposiciones sobre compensación, deberán proporcionar una compensación a las subsidiarias de PDVSA a través de un crédito o reembolso apropiado (párr. 87). El Tribunal tiene conocimiento de que las demandantes han hecho una afirmación similar en el marco del procedimiento de arbitraje ante la CCI<sup>765</sup>. En su carta introductoria de fecha 25 de abril de 2018 en la que se envía el Laudo de la CCI de fecha 18 de abril de 2018 al presente Tribunal, las Demandantes afirmaron lo siguiente:

Asimismo, no es necesario que el Tribunal se preocupe por riesgo alguno de doble recuperación. Las Demandantes en el presente caso, y en el caso que se tramita ante la CCI, se han comprometido de manera formal y reiterada a garantizar que no sobrevendrá doble recuperación. Además, no podría surgir siquiera potencialmente ninguna cuestión de doble recuperación hasta tanto las demandantes en el marco del arbitraje de la CCI obtengan efectivamente el pago sobre el Laudo de la CCI. En el supuesto de que las demandadas en la CCI no

---

<sup>764</sup> Cf. TR-S, Audiencia de marzo de 2017, Día 15, págs. 2616:20-2618:5, 2816:9-2817:2, 2820:7-2821:5, 2834:17-2835:12; Audiencia de septiembre de 2017, Día 17, págs. 4846:22-4876:17 (Partasides).

<sup>765</sup> *Phillips Petroleum Company Venezuela Limited, ConocoPhillips Petrozuata B.V. c. Petróleos de Venezuela S.A.* y otros, Laudo Definitivo, CCI 20549/ASM/JPA, de fecha 24 de abril de 2018, párr. 1125.

honren ese Laudo, será necesario un procedimiento de ejecución al efecto de obtener el pago efectivo. [Traducción del Tribunal] (notas al pie omitidas)

Según tiene entendido el Tribunal, la Demandada no ha reaccionado, ya sea en aprobación o rechazo de dicha afirmación<sup>766</sup> que, por lo tanto, parece haber sido realizada de manera unilateral por las Demandantes. Cuando los días 20 y 21 de agosto de 2018 las Partes informaron al Tribunal acerca del acuerdo de avenencia respecto de los montos adjudicados por el Tribunal de la CCI, no presentaron el contenido de este acuerdo. Por lo tanto, el Tribunal no tiene conocimiento de si el compromiso de las Demandantes se ha reiterado en dicho acuerdo o si ha proporcionado mayor información en cuanto a su significado.

962. El Tribunal ha planteado conjuntamente con las Partes una serie de preguntas en cuanto a la naturaleza jurídica y efectos del compromiso asumido por las Demandantes. Sin embargo, no se insta al Tribunal a seguir adelante con dicho análisis y sacar conclusiones que tengan efecto en la resolución de las controversias sobre las que se le solicita que se pronuncie.

963. El Tribunal observa que el compromiso de las Demandantes supone producir efectos cuando la doble recuperación pudiera convertirse en un problema, esto es, en la etapa de ejecución de uno o ambos laudos en el supuesto de que alcancen dicha etapa y que la cuestión no pueda resolverse mediante cooperación entre las Partes. Por lo tanto, en este sentido, no se insta al presente Tribunal más que a reconocer el compromiso de las Demandantes, posiblemente proporcionando algún tipo de apoyo a las Demandantes y algo de alivio a la Demandada, ya que, de lo contrario, la formulación oficial y solemne de este compromiso carecería de todo sentido.

964. El Tribunal determina que se le puede adscribir sentido recordando el principio jurídico que constituye el fundamento mismo de la declaración de las Demandantes, que invoca de manera implícita un principio del derecho internacional de que no se deberá permitir que se procure la obtención de doble recuperación y ocasionar así el enriquecimiento ilegal que el ordenamiento jurídico internacional debe repudiar. Las Demandantes actuaban manifiestamente de buena fe y su posición como tal fue valorada por la Demandada. Por lo tanto, el fundamento jurídico elemental es el principio de buena fe, y es en este sentido que las Demandantes, aunque no lo digan de manera tan precisa, pretendían indudablemente expresar su intención de no procurar obtener doble recuperación como consecuencia de los dos procedimientos de arbitraje que se habían incoado y que otorgan sumas basadas, al menos en parte, en los mismos objetos, aunque no entre las mismas partes.

965. Ambas Partes reconocieron el estrecho vínculo del compromiso de las Demandantes con la reclamación ante el presente Tribunal, lo que significa que el objeto se encuentra en un grado

---

<sup>766</sup> El Abogado de la Demandada observó que no tenía mucho de positivo para aportar al debate, salvo recordar que se había planteado la cuestión en el marco del caso *Mobil*, donde devino abstracta como consecuencia de la anulación parcial del laudo. TR-S, Audiencia de septiembre de 2017, Día 17, págs. 4877:2-4878:9 (Kahale).

mínimo dentro de la jurisdicción del Tribunal. Por lo tanto, el Tribunal avala el compromiso de las Demandantes y declarará que las Demandantes se encuentran obligadas de buena fe a no procurar la obtención de doble recuperación cuando pretenda ejecutar, en todo o en parte, el Laudo emitido por el presente Tribunal del CIADI.

## XV. Costos y Honorarios Legales

### A. La Posición de las Demandantes

966. En su presentación de fecha 16 de abril de 2018 y la actualización de fecha 17 de septiembre de 2018, las Demandantes declararon haber incurrido en los siguientes costos:

Categoría	Monto Incurrido (USD)
<u>Anticipos pagados al CIADI</u>	
Parte del anticipo de costos correspondiente a las Demandantes	4.525.000,00
Parte del anticipo de costos correspondiente a la Demandada (pagada por las Demandantes en su lugar)	1.400.000,00
<i>Total de anticipos pagados al CIADI</i>	5.925.000,00
<u>Honorarios legales</u>	
Freshfields Bruckhaus Deringer US LLP	36.777.972,00
Three Crowns LLP	3.889.622,50
<i>Total de honorarios legales</i>	40.667.594,50
<u>Honorarios y gastos de los peritos</u>	
Compass Lexecon / LECG	15.916.639,64
Moyes & Co.	271.633,51
Muse Stancil	492.587,87
Strickland Group	1.670.711,84
<i>Total de honorarios y gastos de los peritos</i>	18.351.572,86
<u>Desembolsos y otros cargos</u>	
Freshfields Bruckhaus Deringer US LLP	3.150.362,39
Three Crowns LLP	133.772,75
Viáticos y Otros Gastos de las Demandantes	589.227,58
Servicios de Documentación y Traducción	616.358,26
Otros Proveedores (gráficos de prueba, etc.)	301.357,23
<i>Total de desembolsos y otros cargos</i>	4.791.078,21
<i>Total de costos reclamados</i>	69.735.245,57

967. Para justificar el reembolso de estos costos, las Demandantes alegan que se han visto obligadas a incurrir en costos y honorarios legales sustanciales a fin de hacer valer su derecho de reparación durante casi 10 años por la expropiación ilícita llevada a cabo por Venezuela. Venezuela es plenamente responsable de los costos en los que han incurrido las Demandantes y debe otorgarles una compensación total en ese concepto. Tres principios brindan sustento a esta conclusión.

968. En primer lugar, el Tribunal goza de autoridad para otorgar costos que sigan el resultado tal como lo ha hecho un grupo importante y creciente de tribunales de inversión. La asignación de los costos del arbitraje entre las partes, incluidos los cargos administrativos del CIADI, los honorarios y gastos del Tribunal, y los gastos legales y de otra índole en que las Partes hayan incurrido razonablemente, se rige por el Artículo 61(2) del Convenio CIADI. Existe una tendencia marcada y creciente a otorgar costos a la parte vencedora, en función de su éxito en el caso, tal como confirma *Libananco c. Turquía*<sup>767</sup>. Varios otros tribunales han arribado a la misma conclusión, como en los casos *Gold Reserve*<sup>768</sup> y *ADC*<sup>769</sup>. Las Demandantes son la parte vencedora en el caso que nos ocupa. El Tribunal ya se ha pronunciado a favor de las Demandantes en las dos cuestiones principales del presente arbitraje: si el Tribunal gozaba de jurisdicción para conocer las reclamaciones de las Demandantes en virtud del Artículo 9 del TBI y si Venezuela violó el Artículo 6 del TBI. El Tribunal también se ha pronunciado a favor de las Demandantes en diversas solicitudes, *inter alia*, seis peticiones de recusación al árbitro nombrado por ellas o al Presidente del Tribunal, una solicitud de reconsideración de la Decisión sobre el Fondo del Tribunal del año 2013 y una solicitud de reconsideración de esa decisión sobre reconsideración.

969. En segundo lugar, conforme al principio de reparación íntegra establecido en el caso *Chorzów Factory*, para lograr la reparación íntegra se deben otorgar costos y honorarios totales a un demandante vencedor. Si Venezuela hubiera cumplido con sus obligaciones en virtud del Tratado y del derecho internacional, ni este arbitraje ni los gastos sustanciales asociados habrían sido necesarios. Los tribunales han reconocido la complementariedad del principio de “reparación íntegra” mediante la práctica de otorgar costos a la parte vencedora. Este procedimiento CIADI ya es histórico, dado que comenzó hace más de nueve años y comprende no menos de 11 escritos principales de las Demandantes. Venezuela se negó incluso a dar el primer paso necesario de negociar la compensación por la expropiación de buena fe. A menos que Venezuela compense a las Demandantes por los gastos de arbitraje en los cuales no deberían haber tenido que incurrir, no se restaurará a las Demandantes por completo a su posición contrafáctica.

---

<sup>767</sup> *Libananco Holdings Co. Ltd. c. República de Turquía*, Caso CIADI No. ARB/06/8, Laudo de fecha 2 de septiembre de 2011 (R-451).

<sup>768</sup> *Gold Reserve Inc. c. La República Bolivariana de Venezuela*, Caso CIADI No. ARB(AF)/09/1, Laudo de fecha 22 de septiembre de 2014 (CL-328).

<sup>769</sup> *ADC Affiliate Limited y ADC & ADMC Management Limited c. La República de Hungría*, Caso CIADI No. ARB/03/16, Laudo de fecha 2 de octubre de 2006 (CL-15).

970. En tercer lugar, el Tribunal debería considerar las tácticas dilatorias y obstruccionistas de Venezuela al momento de imputarle los costos. La imputación de la totalidad de los costos a la Demandada también se justifica en vista de las tácticas deliberadamente antieconómicas, dilatorias y abusivas que adoptó Venezuela en el procedimiento que nos ocupa. Decisiones anteriores del CIADI en materia de costos tuvieron en cuenta el hecho de que una parte hubiera obstruido o dilatado el procedimiento, *inter alia*, recusando a árbitros e impugnando la jurisdicción del tribunal sin fundamentos. Los intentos de Venezuela de posponer la rendición de cuentas por su conducta ilícita han sido seriales. Venezuela no se ha limitado a recusar a los miembros del Tribunal sin mejores razones que no estar conforme con el fondo de sus fallos, sino que también se ha rehusado sistemáticamente a aceptar las decisiones del Tribunal. La negativa de Venezuela a aceptar resultados adversos ha demostrado su falta de respeto no solo por la autoridad del Tribunal, sino también por sus propias obligaciones solemnes en virtud del Tratado. Por el solo hecho de estas tácticas, se justificaría completamente que el Tribunal condenara a Venezuela a sufragar los costos y honorarios en su totalidad.

971. Las Demandantes observan que sus costos también se vieron incrementados por la conducta impropia que adoptó la Demandada cuando Venezuela optó por ignorar sus obligaciones financieras frente al CIADI y a este Tribunal, y, por consiguiente, obligó a las Demandantes a pagar casi USD 1 millón en su lugar. Esto también constituye una conducta impropia grave (e intencional) a la que el Tribunal debería atribuir gran importancia en la asignación total de los costos.

972. Por las razones expuestas *supra*, las Demandantes tienen derecho al reembolso de la totalidad de sus costos y gastos de arbitraje, incluidos los honorarios de abogados y peritos, al cual se le sumarán intereses compuestos posteriores al laudo, devengados sobre estos costos y gastos.

973. Un elemento particular de la reparación íntegra relativo a los costos y honorarios legales se expresa en la solicitud de las Demandantes relativo a que les sean otorgados intereses compuestos anteriores al laudo, devengados a partir del momento en que se incurrieron los costos. En concreto, los intereses anteriores al laudo de las Demandantes deberían otorgarse sobre las sumas y a partir de las fechas de los siguientes sucesos importantes del procedimiento: (1) Fase de fondo: USD 23.639.516,28 en concepto de honorarios legales y USD 2.544.062,59 en concepto de gastos relacionados con intereses devengados a partir del 7 de septiembre de 2013; (2) primera interrupción del procedimiento: USD 1.616.075,62 y USD 69.786,06 (5 de mayo de 2014); (3) fase escrita de *quantum*: USD 3.689.252,00 y USD 220.465,55 (28 de enero de 2015); (4) segunda interrupción del procedimiento: USD 2.685.503,00 y USD 65.493,37 (15 de marzo de 2016); (5) fase reconstituida de *quantum*: USD 9.037.247,60 y USD 384.336,57 (fecha del Laudo). Las Demandantes sostienen que también deberían otorgarse intereses anteriores al laudo respecto de la suma que las Demandantes pagaron al CIADI en lugar de la Demandada. Alternativamente, las Demandantes solicitan que al menos se otorguen intereses anteriores al laudo sobre los honorarios legales y gastos

relacionados incurridos durante la primera y la segunda interrupción del procedimiento, que representan los períodos de máxima conducta impropia procesal de la Demandada.

974. En su carta de refutación de fecha 3 de mayo de 2018, las Demandantes respondieron brevemente a la presentación sobre costos de la Demandada, afirmando que la Demandada no tiene derecho a recuperar ninguna parte de sus costos en las siguientes circunstancias: (i) la Demandada admite que expropió la inversión de las Demandantes y que corresponde el pago de compensación; (ii) la Demandada nunca pagó compensación alguna; y (iii) el Tribunal ha concluido que la expropiación era ilícita. Las Demandantes también advirtieron que la Demandada admitió que el “caos” procesal con posterioridad a la primera fase fue generado por sus propias alegaciones de “falsedad”, que han sido rechazadas por el Tribunal.

B. La Posición de la Demandada

975. En la presentación contenida en su carta de fecha 16 de abril de 2018, la Demandada declaró haber incurrido en los siguientes costos:

Categoría	Horas	Monto Facturado (USD)
<u>Abogados y Paralegales</u>		
Socios	29.099,67	19.733.379
Consejeros	4.289,40	2.253.966
Asociados	50.871,37	17.565.381
Paralegales	17.584,23	3.536.621
<i>Total de Abogados y Paralegales</i>	101.844,67	43.089.347
<u>Peritos</u>		
Econ One Research (Peritos Económicos: Jeffrey Leitzinger, Anthony Finizza, Joseph Wilkinson, Daniel Flores y Personal de Apoyo)		5.213.757
Vladimir Brailovsky (Perito Económico)		1.670.080
Louis T. Wells (Perito Económico)		816.917
Jesús Rafael Patiño Murillo (Perito Técnico)		300.798
Rafael Sandrea (Perito Técnico)		366.243
John Kirtley (Perito Técnico)		272.562
M. Sornarajah (Perito en Derecho Internacional)		125.000
Enrique Urdaneta Fontiveros (Perito en Derecho Venezolano)		385.960
Gary Gartner (Perito Tributario)		359.450
<i>Total de Peritos</i>		9.510.767
<u>Gastos y Costos del Arbitraje</u>		
Gastos (Viajes, traducciones y otros gastos)		2.381.199
Honorarios y gastos de los árbitros, y costos administrativos del CIADI		3.125.000
<i>Total de Gastos y Costos de Arbitraje</i>		5.506.199
<i>Total General</i>		58.106.313

976. La Demandada alega que la totalidad de sus costos deberían deducirse de cualquier compensación otorgada. Todo este arbitraje tuvo lugar solo porque las Demandantes se negaron a aceptar ofertas de compensación sumamente generosas hace más de nueve años. No se debería recompensar a las Demandantes por su estrategia de rechazar dichas ofertas y perseguir ganancias inesperadas en el arbitraje internacional.

977. La manera en que las Demandantes llevaron adelante el presente caso, en ambas fases, es otra razón para imputarles los costos. (i) Las Demandantes y sus testigos de hecho realizaron más de 200 alegaciones de garantías fiscales. (ii) Las Demandantes le dijeron al Tribunal que “Venezuela dejó en claro que no ofrecería una compensación basada en el Valor Justo de Mercado”

[Traducción del Tribunal] y faltaron a la verdad en muchas otras ocasiones, lo que tuvo un impacto en la mayoría del Tribunal, que concluyó que había existido una negociación de mala fe.

978. En la segunda fase de este caso, las Demandantes hicieron todo lo posible para evitar una audiencia sobre sus declaraciones falsas y la conclusión de negociación de mala fe. Le tomó tres años a la Demandada lograr que le fuera concedida la oportunidad de aclarar la situación. Durante la audiencia del mes de agosto de 2016, el Sr. Goff prestó franco testimonio sobre el tema de las negociaciones de compensación y demostró que lo que las Demandantes le habían dicho al Tribunal era falso.

979. Al final de la audiencia de agosto de 2016, el Tribunal solicitó a las Partes que presentaran cuatro valuaciones, incluso valuaciones al 26 de junio de 2007, con y sin consideración de las disposiciones de compensación. Esa fue la primera vez en todo este litigio que las Demandantes acreditaron lo que consideraban valor justo de mercado al 26 de junio de 2007. La gran demora en el presente caso se debe en gran parte a esa estrategia.

980. Sobre la base de los factores que anteceden, se debería condenar a las Demandantes a sufragar la totalidad de los costos. El Tribunal goza de discrecionalidad para hacerlo.

981. La Demandada no realizó comentarios acerca de la presentación sobre costos de las Demandantes, excepto al oponerse, en su carta de fecha 18 de abril de 2018, al intento de las Demandantes de reiterar sus alegaciones de mala fe y conducta impropia.

### C. Las Conclusiones del Tribunal

982. El Tribunal observa ante todo que las cifras correspondientes a los costos y honorarios de cada Parte no han sido impugnadas por la Parte contraria. Si bien los montos que se proponen parecen elevados en comparación con la gran mayoría de los arbitrajes CIADI, el Tribunal no tiene motivos para preguntar acerca de su fundamento a la luz de la larga duración del procedimiento de arbitraje que nos ocupa, la magnitud del expediente y la complejidad de gran cantidad de las cuestiones planteadas. La mención de las Demandantes a un total de 27 memoriales y otras presentaciones sobre el fondo equivalentes a más de 3700 páginas, y los 33 días de audiencia en total, dan una idea de la magnitud del caso.

983. Las Partes no han llegado a un acuerdo respecto de los costos de arbitraje y su asignación. El TBI no contiene disposición alguna que sea aplicable a esta cuestión<sup>770</sup>. Por lo tanto, el Tribunal aplicará el Artículo 61(2) del Convenio CIADI, que reza lo siguiente:

---

<sup>770</sup> Aunque el Artículo 9(3) del TBI no menciona los intereses, el Tribunal concluye que se encuentran comprendidos en el término “compensación”.

En el caso de procedimiento de arbitraje el Tribunal determinará, salvo acuerdo contrario de las partes, los gastos en que estas hubieren incurrido en el procedimiento, y decidirá la forma de pago y la manera de distribución de tales gastos, de los honorarios y gastos de los miembros del Tribunal y de los derechos devengados por la utilización del Centro. Tal fijación y distribución formarán parte del laudo<sup>771</sup>.

984. Esta disposición exige que el Tribunal realice una evaluación propia que dé lugar a una decisión. Esto tiene el significado implícito de que no existe una solución *a priori* en materia de asignación de costos, como un principio que requiera que cada parte sufrague sus propios costos y que ambas partes sufraguen los costos del tribunal y del Secretariado del CIADI en partes iguales, sin importar el resultado del arbitraje y otras circunstancias relevantes para el procedimiento.

985. El Artículo 61(2) del Convenio CIADI no determina ningún factor específico que el Tribunal deba tener en cuenta a fin de adoptar su decisión sobre costos. Esto significa que el Tribunal goza de amplia discrecionalidad al momento de determinar la asignación de costos del arbitraje, incluidos los honorarios y gastos legales. Dicho esto, por supuesto que esa discrecionalidad debe ejercerse con cautela y habida cuenta de los criterios pertinentes.

986. Los tribunales de arbitraje a menudo afirman que, al momento de ejercer su discrecionalidad, el tribunal tendrá en cuenta una gran cantidad de factores que influyen en la asignación de costos. Al mirar la mayoría de los laudos con atención, por lo general, las circunstancias imperantes son el resultado del caso, así como la conducta y eficiencia procesales de las partes.

987. El principio fundamental que rige la asignación de costos en el arbitraje internacional es que los costos “siguen el resultado, es decir, los costos deben ser sufragados por la parte vencida”. El principio de “reparación íntegra”, en que se basa la reclamación de costos de las Demandantes, apela a dicha interpretación.

988. Sin embargo y en este aspecto, el término “reparación íntegra” no puede significar más que el monto de reparación aceptado por el Tribunal. No brinda sustento a una reclamación de costos en proporción a los montos reclamados que el Tribunal no haya asignado. Asimismo, la evaluación que consiste en determinar si una parte ha resultado “vencedora” o no, en todo o en parte, no puede basarse exclusivamente en la decisión sobre la cuantía. El resultado de las excepciones jurisdiccionales también cuenta. El éxito de una parte también puede establecerse a la luz de la relevancia del fondo de su argumentación independientemente de los montos resultantes. Estos factores se analizarán en detalle *infra*.

---

<sup>771</sup> La Regla 47(1)(j) de las Reglas de Arbitraje confirma que el laudo contendrá “cualquier” decisión del Tribunal sobre las costas procesales.

989. El Tribunal no le atribuye mayor importancia a la manera en que las Partes han sustanciado el caso, en vista de la complejidad del caso, la gran magnitud de la prueba documental y los análisis profundos realizados por los peritos económicos y técnicos. Cada Parte puede elegir libremente su estrategia en el litigio, como así también la forma más apropiada de reunir y presentar sus pruebas. Tal elección de metodología no debería convertirse en un elemento de juicio por parte del Tribunal, ni siquiera en la perspectiva auxiliar de la asignación de costos, salvo que un comportamiento en particular durante el procedimiento muestre signos de abuso del proceso o mala fe, o bien refleje una acción con fines persecutorios, a los que no se debería asignar mérito alguno condenando a la parte contraria al pago concurrente de los costos asociados.

990. En el presente caso, el Tribunal ha agradecido la actuación profesional y cortesía durante el procedimiento por parte de los abogados, peritos y testigos de ambos lados. Ciertamente, puede que algunos escritos hayan resultado excesivos en su contenido y lenguaje, pero el Tribunal no se ha enfrentado a actitudes que excedan los límites destacados *supra*. El Tribunal también recuerda que, en su Decisión Interlocutoria, no había admitido la alegación de la Demandada de falsedad en contra de las Demandantes y había aceptado que Venezuela no había actuado de mala fe en el marco de las negociaciones con las Demandantes, cuyo fracaso culminó en la iniciativa de las Demandantes de iniciar el procedimiento de arbitraje que nos ocupa. Por lo tanto, en suma, no tiene sentido sancionar la actuación en este litigio de uno u otro lado mediante la consiguiente asignación de costos y honorarios.

991. El Tribunal considera que los honorarios y gastos del CIADI han sido determinados sin tener en cuenta los importes reclamados y sin evaluar el posible éxito o posibilidad *prima facie* de prevalecer ante el Tribunal. Por lo tanto, la distribución de los costos de este procedimiento CIADI no debería verse influenciado por la respectiva porción de éxito o fracaso de cada Parte en relación con sus reclamaciones y defensas. No existe nexo causal alguno entre los montos de los costos del procedimiento de arbitraje y los montos reclamados por concepto de indemnización de daños. Estos costos se basan en las circunstancias de un caso sumamente complejo y muy ampliamente documentado mencionadas *supra*. En consecuencia, ni el principio de “reparación íntegra”, ni su división en cualquier parte de los reclamos debería influir en la asignación de estos costos.

992. Por esta razón, el Tribunal decide que los honorarios y gastos de los miembros del Tribunal, los derechos administrativos del CIADI y demás gastos directos deben dividirse en partes iguales entre las Partes en los montos consignados en sus declaraciones sobre costos y también incluir la parte facturada tras la presentación de estas declaraciones. La Demandada no ha abonado los últimos cuatro anticipos solicitados por el Secretariado del CIADI, por un monto total de USD 1.400.000. Las Demandantes pagaron este monto en lugar de la Demandada; la Demandada debe reembolsar este monto a las Demandantes. El saldo mantenido por el Secretariado del CIADI al final de este procedimiento será reintegrado a las Demandantes. Para que las Demandantes

recuperen el monto pagado en exceso, la Demandada deberá reembolsar la suma de USD 1.400.000 menos la suma reintegrada por el Secretariado del CIADI a las Demandantes.

993. Al momento de seguir considerando la aplicación del principio de “reparación íntegra” en el presente caso a la asignación de costos, el Tribunal debe evaluar el peso respectivo de las reclamaciones de las Demandantes conforme a la decisión del Tribunal, en comparación con la relevancia y el éxito de las defensas de la Demandada, relativas a la jurisdicción del Tribunal o bien al fondo del caso.

994. El Tribunal observa en principio que las Demandantes prosperan en su reclamación principal basada en la violación del Artículo 6 del TBI. Esto debe dar lugar a una decisión que imponga a la Demandada una parte significativa de los costos y honorarios legales de las Demandantes.

995. Las Demandantes sostienen que, si Venezuela no hubiere incumplido sus obligaciones en virtud del Tratado y del derecho internacional, “ni este arbitraje ni los gastos sustanciales asociados habrían sido necesarios”<sup>772</sup> [Traducción del Tribunal]. Por ende, estos gastos son cargas que resultan como consecuencia de la conducta de Venezuela. No obstante, dicho supuesto carece de fundamento con respecto a los montos reclamados en el procedimiento de arbitraje que no han sido objeto de negociaciones con Venezuela en aras de compensar los daños resultantes – tal como alegaron las Demandantes – del incumplimiento de Venezuela de sus obligaciones en virtud del Artículo 6(c) del TBI. Al momento de la expropiación, las Demandantes consideraban que sus bienes tenían un valor actual neto de más de USD 20.000 millones<sup>773</sup>. Dicho monto se encuentra muy por debajo de los USD 30.000 millones que se reclaman en el arbitraje. La cifra de USD 20.000 millones era tres veces mayor al valor del intercambio de activos que ConocoPhillips ofreció a Venezuela en el mes de agosto de 2007<sup>774</sup>. Esto da cuenta de que los 20.000 millones eran una cifra tope que superaba claramente lo que habría estado en el rango de un arreglo aceptable.

996. Tal como afirmó el Tribunal del caso *Libananco*, citado por las Demandantes, toda regla en virtud de la cual los costos siguen el resultado también cumple el propósito de desalentar acciones sin fundamento y desincentivar el exceso de litigios<sup>775</sup>. Sin embargo, dicha política debería seguirse solo en la medida en que sancione las reclamaciones, defensas y conductas procesales excesivas. Si no se alcanza ese umbral, todo tribunal debería mostrarse reticente a rechazar una estrategia elegida por una parte de buena fe en dos oportunidades, primero, en cuanto al fondo, y, segundo, a nivel de costos.

---

<sup>772</sup> Declaración sobre Costos de las Demandantes, párr. 11.

<sup>773</sup> Cf. Decisión Provisional, párr. 105, junto con las referencias, en particular, la carta del Sr. Limbacher al Dr. Mommer, de fecha 10 de agosto de 2007 (R-653).

<sup>774</sup> Cf. Decisión Provisional, párr. 103.

<sup>775</sup> *Libananco Holdings Co. Ltd. c. República de Turquía*, Caso CIADI No. ARB/06/8, Laudo de fecha 2 de septiembre de 2011, párr. 563 (R-451).

997. Con estas consideraciones en mente, el Tribunal compara las participaciones de las Demandantes y las de la Demandada en el éxito de sus reclamaciones y defensas, respectivamente.

998. El Memorial de las Demandantes de fecha 15 de septiembre de 2008 determinó que el monto total de las pérdidas al 31 de agosto de 2008 era de USD 20.468.700.000. A este monto se sumó una compensación a favor de las Demandantes por el pago de Impuestos a las Ganancias Federales y Estaduales de los EE. UU. por el monto de USD 9.836.700.000. Por lo tanto, el monto total que reclamaban las Demandantes era de USD 30.305.400.000<sup>776</sup>. Sobre la base de la actualización al 31 de octubre de 2009 incluida en la Réplica de las Demandantes de fecha 2 de noviembre de 2009, las cifras mencionadas *supra* pasaron a ser USD 19.727.500.000 por concepto de pérdidas y USD 9.441.000.000 por concepto de la carga tributaria resultante de la expropiación, lo que arroja un monto total de USD 29.168.500.000<sup>777</sup>.

999. A partir de las conclusiones a las que arribó el Tribunal en su Decisión sobre Jurisdicción y Fondo de 2013, en su Memorial sobre la Cuantía de fecha 19 de mayo de 2014, las Demandantes determinaron que su participación en los flujos de caja perdidos del inversionista correspondientes al período comprendido entre junio de 2007 y mayo de 2014 ascendía a USD 9.484.811.792, y su participación en el capital del proyecto al mes de mayo de 2014, a USD 9.747.930.323, lo que arroja una cifra total en concepto de indemnización de daños de USD 19.232.742.115<sup>778</sup>. En la Réplica de las Demandantes sobre la Cuantía de fecha 13 de octubre de 2014, las cifras equivalentes eran de USD 10.211.058.984 y USD 8.653.883.843, lo que arrojaba un total de USD 18.864.942.827<sup>779</sup>. En el Escrito Final de las Demandantes sobre la Cuantía, estos números cambiaron nuevamente y, al 30 de diciembre de 2016, pasaron a ser USD 16.070.029.788 y USD 5.276.159.925, lo que deriva en un monto total de USD 21.346.189.713 en concepto de indemnización de daños<sup>780</sup>.

1000. Respecto al impacto de estas reclamaciones y cifras en la asignación de costos, el Tribunal aborda en primer lugar la reclamación de ConocoPhillips Company basada en su pérdida de créditos fiscales futuros por un monto cercano a los USD 10.000 millones. En su Decisión de 2013, el Tribunal resolvió que no goza de competencia en virtud del Artículo 22 de la Ley de Inversiones y que, en consecuencia, las reclamaciones efectuadas por ConocoPhillips Company son desestimadas<sup>781</sup>. También observó que solo esta Compañía efectuó estas reclamaciones, y no las compañías holandesas (las verdaderas Demandantes), y que la Compañía no puede plantear reclamación

---

<sup>776</sup> Memorial de las Demandantes, párrs. 387, 472/473; Decisión de 2013, párr. 214.

<sup>777</sup> Réplica de las Demandantes, párr. 608.

<sup>778</sup> Memorial de las Demandantes sobre la Cuantía, párr. 234.

<sup>779</sup> Réplica de las Demandantes sobre la Cuantía, párr. 457.

<sup>780</sup> Escrito Final de las Demandantes sobre la Cuantía, párr. 534.

<sup>781</sup> Decisión de 2013, párr. 404(a).

alguna en virtud del TBI holandés<sup>782</sup>. Por consiguiente, esta Compañía ya no tenía ninguna reclamación en curso ante el Tribunal. No hubo acuerdo o resolución alguna acerca de la terminación del procedimiento respecto de ConocoPhillips Company ni ninguna otra decisión formal según la cual esta Compañía ya no era Parte del procedimiento. En la comunicación que envió a las Partes el 3 de septiembre de 2013, el Secretariado del CIADI advirtió que, “a la luz de las conclusiones del Tribunal, el asunto será renombrado a *ConocoPhillips Petrozuata B.V., ConocoPhillips Hamaca B.V. y ConocoPhillips Gulf of Paria B.V. c. República Bolivariana de Venezuela* (Caso CIADI No. ARB/07/30)” [Traducción del Tribunal]. No se adoptó decisión alguna sobre si el Secretariado del CIADI conservaría los anticipos pagados por la sociedad controlante ConocoPhillips Company (incluidos los ingresos resultantes) o en su nombre y en qué medida. Fueron tratados como anticipos atribuidos a las tres sociedades ConocoPhillips holandesas restantes. Las Partes simplemente han tomado nota de la desaparición de la sociedad controlante ConocoPhillips Company del caso<sup>783</sup>.

1001. En el año 2013, el Tribunal también decidió que las cuestiones relativas a las costas y los gastos del Tribunal y los gastos de determinación de las Partes se reservan para su consideración en una fase posterior de este procedimiento de arbitraje<sup>784</sup>. Esta conclusión nunca ha sido objetada. La suposición, en la medida en que las partes se lo plantearon, tuvo que haber sido que las tres sociedades ConocoPhillips holandesas restantes continuaban el procedimiento como partes demandantes y enfrentaban todas las cuestiones procesales que pudieran encontrarse en curso en relación con su sociedad controlante. Por lo tanto, el Tribunal concluye que la asignación de costos y honorarios en el presente Laudo considera el hecho de que la reclamación de ConocoPhillips Company por su pérdida de créditos fiscales futuros haya sido desestimada en la medida en que pueda tener un impacto en el cálculo de costos y honorarios en la relación de las Partes efectivamente involucradas en este procedimiento.

1002. Las Demandantes fracasaron en su defensa de la excepción formulada por la Demandada a la jurisdicción del Tribunal que, según ellas, se basaba en el Artículo 22 de la Ley de Inversiones y se relacionaba con la reclamación de ConocoPhillips Company por sus pérdidas de créditos fiscales futuros. El monto reclamado ascendía a casi USD 10.000 millones, lo que equivalía a un

---

<sup>782</sup> Cf. Decisión de 2013, párr. 263.

<sup>783</sup> En su carta de fecha 8 de septiembre de 2013, la Demandada observó que la conclusión del Tribunal “excluye la extraña reclamación de USD 10.000 millones efectuada por la entidad controlante, ConocoPhillips Company, por la supuesta pérdida de créditos fiscales estadounidenses, que indudablemente habría sido rechazada incluso si hubiera existido jurisdicción” [Traducción del Tribunal]. Las Demandantes no abordaron la cuestión directamente, aunque advirtieron en su Memorial sobre la Cuantía (nota al pie 1) que el término “ConocoPhillips” se utiliza para hacer referencia colectiva a las tres sociedades demandantes, al igual que a sus antecesoras y filiales, pero con la excepción de la Sección VI que contiene el Petitorio, realizado exclusivamente en nombre de las tres sociedades holandesas CPZ, CPH y CGP, que, a partir de ese momento, eran las únicas tres partes demandantes del procedimiento que nos ocupa. El mismo Memorial fue presentado en nombre de estas tres sociedades, en tanto que ConocoPhillips Company ya no era mencionada como demandante en la portada.

<sup>784</sup> Decisión de 2013, párr. 404(g).

tercio del monto total reclamado cuando se inició el procedimiento de arbitraje que nos ocupa<sup>785</sup>. No obstante, el rechazo de esta reclamación no puede afectar la asignación de costos en una proporción medida por los montos involucrados. Esta reclamación fue desestimada por falta de jurisdicción, resultado que no se vio afectado por el monto de la reclamación. Asimismo, esta decisión fue la consecuencia de la conclusión del Tribunal de que las tres Sociedades ConocoPhillips holandesas no prosperaron en su argumento de que el Artículo 22 de la Ley de Inversiones incluía el consentimiento de Venezuela a la jurisdicción del CIADI.

1003. Si bien las Demandantes prosperan en su reclamación principal de daños emergentes de la expropiación llevada a cabo en violación del Artículo 6(c) del TBI, el principio de “reparación íntegra”, en la medida que sea aplicable, no puede derivar en una asignación íntegra de costos y honorarios a favor de las Demandantes a este respecto, en vista del hecho de que el Tribunal solo otorga aproximadamente de 40% de los USD 21.000 millones que se reclaman.

1004. Cuando estos dos factores se consideran en conjunto, el saldo entre el éxito y el fracaso en las reclamaciones otorgaría a las Demandantes alrededor de 40% de su reclamación inicial de expropiación enmascarada en USD 21.000 millones y ajustada también de acuerdo con el fracaso de la reclamación de ConocoPhillips Company de USD 10.000 millones. Sin embargo, el Tribunal considera que dicha valuación no puede realizarse sobre una base que refleje exclusivamente los montos reclamados. Las cifras no cuentan por sí solas. En efecto, la reclamación tributaria de ConocoPhillips era de naturaleza accesoria y debe haber representado una fracción muy inferior a un tercio de los costos y honorarios de cada Parte. Esta reclamación fue desestimada por motivos jurisdiccionales, que fueron idénticos a aquellos analizados con respecto a las tres Sociedades ConocoPhillips holandesas; no requirió un examen del fondo. Por lo tanto, la desestimación de esta pretensión no puede representar más que una parte de los USD 13,5 millones de costos y honorarios legales de las Demandantes sobre un total de aproximadamente USD 40,6 millones. La reclamación principal y abrumadoramente vencedora se basaba en la expropiación y la violación del Artículo 6 del TBI, aunque solo se admitió por un 40% de su monto. Por otro lado, también hay que tener en cuenta el hecho de que tanto las presentaciones como las pruebas y los honorarios de los abogados relacionados versaban, en gran parte, sobre el fondo de la reclamación, así como sus diversos elementos de hecho y de derecho, independientemente del monto reclamado en concepto de indemnización de daños. En consecuencia, el saldo del Tribunal se concentra en una distribución de costos donde la Demandada deberá responder por alrededor del 40% de los honorarios y gastos de las Demandantes sobre un total de USD 64,7 millones menos la reducción relacionada con la pretensión tributaria de la Sociedad ConocoPhillips (USD 13,5 millones). Por lo tanto, el Tribunal ordena que la Demandada pague a las Demandantes (a la sociedad demandante que designen,

---

<sup>785</sup> A este respecto, cuando analiza la fase finalizada el 7 de septiembre de 2013, la presentación sobre costos de las Demandantes de fecha 16 de abril 2018 alude exclusivamente a una “Fase de Fondo” (párrs. 26, 30, Anexo B), sin observar que esta fase incluía una parte jurisdiccional.

respectivamente) el monto de USD 20.461.000 como aportación a los costos y honorarios legales de las Demandantes.

1005. El Tribunal también determina que el monto que debe pagar la Demandada como reembolso de los costos y honorarios legales devengará intereses. En este aspecto, la tasa de interés no depende de la contraprestación comercial en que se basan los intereses sobre la ganancia de la inversión y el costo de capital de las Demandantes, respectivamente. Por lo tanto, el Tribunal considera una tasa del 3% en concepto de interés simple. No se han demostrado circunstancias que exijan un interés compuesto.

1006. El Tribunal no acepta la solicitud de las Demandantes de que se les otorguen honorarios y gastos legales por fases, como consecuencia de lo cual, desde el final de cada fase procesal, la Demandada estaría obligada a pagar los honorarios y gastos de las Demandantes relacionados con esta fase, lo que devengaría intereses compuestos a partir de cualquiera de esas fechas por separado.

1007. El Artículo 61(2) del Convenio CIADI, que establece que la fijación y distribución formarán parte del Laudo salvo acuerdo contrario de las partes, no prevé un prorrateo semejante en varios créditos diferentes en relación con los honorarios y costos. Las Partes no han celebrado ningún acuerdo en ese sentido. Por ende, ni el cálculo ni la asignación de costos y honorarios legales pueden surtir efectos legales antes del dictado del Laudo; tampoco pueden devengar intereses anteriores al Laudo. En teoría, esto deja abierta la posibilidad de que los honorarios y costos se calculen sobre la base fáctica de los costos en que se incurrió a la fecha, junto con intereses que representen los costos de financiamiento de los gastos correspondientes a lo largo del procedimiento. Este no es, sin embargo, el método que las Demandantes solicitaron que aplicara este Tribunal. Por otro lado, el Tribunal no puede saber si dicho cálculo no se ha incluido aún en las cifras que presentan las Demandantes, que no han sido detalladas ni explicadas.

1008. El Tribunal también advierte que, en su presentación sobre costos de fecha 16 de abril de 2018, las Demandantes no solicitan una asignación de costos separada a la Demandada respecto de cada una de las siete recusaciones de árbitros y cada una de las tres solicitudes de reconsideración, dos de las cuales fracasaron, mientras que la tercera también fue rechazada, aunque derivó en una aclaración incluida en la Decisión Interlocutoria del Tribunal. Las Demandantes han basado su presentación sobre costos sobre la base del fundamento exclusivo de la reparación íntegra que deberá otorgar la Demandada, que absorbe los costos en que incurrieron las Demandantes en virtud de estas actuaciones varias. Asimismo, las Demandantes finalmente han expresado su preferencia por una asignación de costos por fases procesales, que reemplaza sus solicitudes iniciales (en todos los casos diferidas por el Tribunal para una etapa posterior del procedimiento) de que dicho cálculo se efectuara con respecto a cada uno de esos incidentes por separado.

## XVI. Decisión

1009. El Tribunal incorpora por vía de referencia en el presente Laudo la Decisión sobre Jurisdicción y Fondo de fecha 3 de septiembre de 2013 y su Decisión Interlocutoria de fecha 17 de enero de 2017.

1010. Con base en las razones expresadas anteriormente, el Tribunal decide lo siguiente:

1. Que la Demandada, la República Bolivariana de Venezuela, deberá abonar por concepto de compensación por la expropiación ejecutada el 26 de junio de 2007 en violación del Artículo 6 del Convenio para el Estímulo y Protección Recíproca de las Inversiones entre la República de Venezuela y el Reino de los Países Bajos de fecha 22 de octubre de 1991, los siguientes montos a las Demandantes:

- a. ConocoPhillips Petrozuata B.V. (CPZ) USD 3.386.079.057;
- b. ConocoPhillips Hamaca B.V. (CPH) USD 4.498.085.150; y
- c. ConocoPhillips Gulf of Paria B.V. (CGP) USD 562.140.959.

2. Los montos antes mencionados deberán ser pagados con intereses a una tasa anual del 5,5%, compuesta anualmente, que se causarán hasta la fecha de pago completo y definitivo de estos importes.

3. La República Bolivariana de Venezuela deberá abonar a ConocoPhillips Petrozuata B.V. (CPZ) el importe de USD 286.740.989 sobre la base de las disposiciones de compensación en el Convenio de Asociación Petrozuata, más intereses simples que se causarán hasta la fecha de pago completo y definitivo a la tasa LIBOR a 12 meses o a cualquier otra tasa comparable en caso de que la tasa LIBOR sea descontinuada en el futuro.

4. Se desestima la reclamación de la República Bolivariana de Venezuela de deducir de la reclamación de las Demandantes la suma de USD 298 millones por concepto de devolución de un pago de servicios realizado por PDVSA a los acreedores del Proyecto Hamaca.

5. El Tribunal declara que las Demandantes se encuentran obligadas de acuerdo con el principio de buena fe a no intentar obtener doble recuperación al momento de ejecutar el presente Laudo, en todo o en parte, más allá de los importes adjudicados por el Tribunal de Arbitraje de la Cámara de Comercio Internacional (CCI) mediante su Laudo Definitivo de fecha 24 de abril de 2018 (20549/ASM/JPA) entre *Phillips Petroleum Company Venezuela Limited, ConocoPhillips Petrozuata B.V. (demandantes)* y *Petróleos de Venezuela, S.A., Corpoguanipa, S.A., PDVSA Petróleo, S.A. (demandada)*.

6. La República Bolivariana de Venezuela deberá abonar a las Demandantes (respectivamente a la sociedad demandante que designen) la suma de USD 20.461.000 por concepto de contribución

a los costos y honorarios legales de las Demandantes, más intereses simples que se causarán a una tasa del 3% hasta la fecha de pago completo y definitivo de este importe.

7. La República Bolivariana de Venezuela deberá abonar a las Demandantes (respectivamente a la sociedad demandante que designen) el importe de USD 1.400.000 que representa sus anticipos por concepto de costos abonados por las Demandantes al CIADI en lugar de la Demandada, más intereses simples que se causarán a una tasa de 3% hasta la fecha de pago completo y definitivo de este importe. A este importe se le deducirá el saldo reintegrado por el CIADI a las Demandantes.

8. Con excepción de los montos mencionados en los dos párrafos precedentes, cada Parte será responsable de sus anticipos abonados al CIADI y de sus propios honorarios y costos legales.

9. La Demandada deberá pagar los montos ordenados a más tardar dentro de los primeros 60 días posteriores a la emisión del presente Laudo. Los intereses sobre estos montos comenzarán a correr al vencimiento del período de 60 días mencionado anteriormente.

10. El Tribunal declara que (a) el Laudo es neto de todos los impuestos venezolanos aplicables; (b) Venezuela no deberá gravar ni intentar gravar el Laudo; (c) las Demandantes quedan exentas de cualquier otra obligación tributaria respecto de los tres Proyectos; y (d) en caso de que a pesar de ello las Demandantes deban sufragar impuestos, la Demandada será responsable de compensar a las Demandantes por el importe correspondiente de modo tal que la suma que efectivamente perciban las Demandantes después de la deducción de todos los impuestos aplicables corresponda al importe total (con inclusión de los intereses) otorgado por el presente Tribunal.

11. Se desestima cualquier otra pretensión planteada por las Partes.

[firmado]

---

Prof. Andreas Bucher  
Árbitro

Fecha: 27 de febrero de 2019

[firmado]

---

El Hon. L. Yves Fortier, QC  
Árbitro

Fecha: 27 de febrero de 2019

[firmado]

---

Sr. Eduardo Zuleta  
Presidente del Tribunal

Fecha: 27 de febrero de 2019