

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

En el procedimiento de arbitraje entre

**PLUSPETROL PERÚ CORPORATION S.A.
PLUSPETROL LOTE 56 S.A.
HUNT OIL COMPANY OF PERU L.L.C., SUCURSAL DEL PERÚ
SK INNOVATION, SUCURSAL PERUANA
TECPETROL BLOQUE 56 S.A.C.
SONATRACH PERÚ CORPORATION S.A.C.**
Y
REPSOL EXPLORACIÓN PERÚ, SUCURSAL DEL PERÚ
DEMANDANTES

C.

PERUPETRO S.A.
DEMANDADA

CASO CIADI N° ARB/12/28

LAUDO

Miembros del Tribunal

Lic. Eduardo Siqueiros T., Presidente
Sr. José Emilio Nunes Pinto, Árbitro
Dr. Bernardo M. Cremades, Árbitro

Secretaria del Tribunal

Sra. Marisa Planells-Valero

Fecha de envío a las partes: 21 de mayo de 2015

TABLA DE CONTENIDOS

Glosario de abreviaciones.....	iii
Introducción	1
I. LAS PARTES	1
A. Las Demandantes	1
B. La Demandada	3
II. JURISDICCIÓN. CONSENTIMIENTO DE LAS PARTES.....	3
A. Jurisdicción CIADI	3
B. Consentimiento de las Partes	4
C. Jurisdicción <i>Ratione Personae</i>	6
III. ANTECEDENTES PROCESALES	6
IV. SÍNTESIS DE LAS POSICIONES DE LAS PARTES	12
V. POSICIONES DE LAS PARTES.....	16
A. Introducción	16
B. Posición de Perupetro	18
C. Posición de las Demandantes.....	27
VI. PETICIONES DE LAS PARTES.....	38
A. Las Demandantes	38
B. Perupetro	39
VII. ANÁLISIS DE CUESTIONES DE FONDO	40
VIII. DAÑOS.....	61
A. Posición de Perupetro	61
B. Posición de las Demandantes.....	66
C. Análisis por el Tribunal Arbitral.....	68
IX. COSTAS.....	71
X. LA DECISIÓN DEL TRIBUNAL.....	73

GLOSARIO DE ABREVIACIONES

Acuerdo de Valorización Definitivo	Acuerdo de Valorización para el Gas Natural Fiscalizado cuyo Destino sea la Planta LNG de 20 de octubre de 2010.
Acuerdo de Valorización Provisional	Acuerdo de Valorización para el Gas Natural Fiscalizado cuyo Destino sea la Planta LNG de 17 de junio de 2010.
Audiencia	Audiencia sobre el fondo celebrada entre los días 3 y 11 de noviembre de 2014.
CIADI o el Centro	Centro Internacional de Arreglo de Diferencias Relativas a Inversiones.
Contrato de Licencia	Contrato de Licencia para la Explotación de Hidrocarburos en el Lote 56 de 7 de septiembre de 2004.
Convenio CIADI	Convenio sobre Arreglo de Diferencias Relativas a Inversiones entre Estados y Nacionales de Otros Estados de 18 de marzo de 1965.
Demandantes, el Contratista o el Consorcio	Pluspetrol Perú Corporation S.A., Pluspetrol Lote 56 S.A., Hunt Oil Company Of Peru L.L.C., Sucursal del Perú, SK Innovation, Sucursal Peruana, Tecpetrol Bloque 56 S.A.C., Sonatrach Perú Corporation S.A.C., y Repsol Exploración Perú, Sucursal del Perú.
Demandada	Perupetro S.A.
Dúplica	Dúplica de la Demandada sobre el Fondo y Réplica a la Reconvención de 5 de agosto de 2014
Ley de Hidrocarburos	Texto Único Ordenado de la Ley Orgánica de Hidrocarburos, Decreto Supremo No. 042 2005-EM de 7 de octubre de 2005.
Memorial de Contestación	Memorial de Contestación sobre el Fondo y Reconvención de la Demandada de 23 de diciembre de 2013.
Memorial de Demanda	Memorial de las Demandantes de 19 de agosto de 2013.
Reglas de Arbitraje	Reglas Procesales Aplicables a los Procedimientos de Arbitraje del CIADI.

Reglas de Iniciación CIADI

Reglas Procesales Aplicables a la Iniciación de los Procedimientos de Conciliación y Arbitraje del CIADI.

Réplica

Memorial de Réplica de las Demandantes sobre el Fondo y Contestación a la Reconvención de la Demandada de fecha 16 de mayo de 2014.

Solicitud de Arbitraje

Solicitud de Arbitraje de las Demandantes de fecha 10 de agosto de 2012.

INTRODUCCIÓN

1. Esta controversia surgió en el contexto de un contrato denominado “Contrato de Licencia para la Explotación de Hidrocarburos en el Lote 56” (el “Contrato de Licencia”) suscrito entre las Demandantes y la Demandada, respecto del importe de regalías pagado por las Demandantes a la Demandada por ciertos cargamentos de gas natural que fueron exportados de Perú hacia la costa en el Golfo de México de los Estados Unidos de América, por periodos comprendidos entre los meses de agosto de 2010 y marzo de 2011. Las Demandantes inicialmente reclamaron la posibilidad de que la Demandada fuere a dar por terminado en forma anticipada el contrato, en tanto que la Demandada reconvino el pago incorrecto de regalías bajo el mismo contrato.

I. LAS PARTES

A. Las Demandantes

2. Pluspetrol Perú Corporation S.A. y Pluspetrol Lote 56 S.A., son empresas constituidas bajo las leyes del Perú, y se encuentran domiciliadas en la Avenida República de Panamá 3055, Piso 8, San Isidro, Lima, Perú. Ambas sociedades están controladas en su totalidad por Pluspetrol Resources Corporation N.V., una empresa constituida en los Países Bajos, a través de Pluspetrol Resources Corporation, una entidad constituida en las Islas Caimán.
3. Hunt Oil Company of Peru L.L.C., Sucursal del Perú es una empresa constituida bajo las leyes del Perú, y se encuentra domiciliada en la Avenida Víctor Andrés Belaunde 147, Vía Principal 140, Torre Real Seis, Of. 503, San Isidro, Lima 27, Perú, y es una sucursal de Hunt Oil Company of Peru L.L.C., una compañía constituida bajo las leyes del Estado de Delaware, en los Estados Unidos de América.
4. SK Innovation, Sucursal Peruana es una empresa constituida bajo las leyes del Perú, y se encuentra domiciliada en la Calle Amador Merino Reyna No. 267, Oficina 702, Edificio “Parque Plaza”, Lima 27, Perú, y es una sucursal de SK Innovation, Co. Ltd., una compañía constituida bajo las leyes de Corea del Sur.

5. Tecpetrol Bloque 56 S.A.C. es una empresa constituida bajo las leyes del Perú, y se encuentra domiciliada en la Avenida Camino Real 456, Torre Real, Piso 8, Oficina 801, San Isidro, Lima 27, Perú. Tecpetrol Bloque 56 esta controlada en su totalidad en forma indirecta, por Tecpetrol Internacional S.L., una sociedad constituida en el Reino de España.
6. Sonatrach Peru Corporation S.A.C. es una empresa constituida bajo las leyes del Perú, cuya sede social se encuentra en la Avenida Víctor Andrés Belaunde 147, Edificio Real Cinco, Oficina 802, Lima 27, Perú. Sonatrach Peru esta controlada indirectamente por Sonatrach S.P.A., una entidad constituida en la República Democrática Popular de Argelia.
7. Repsol Exploración Perú, Sucursal del Perú es una empresa constituida bajo las leyes del Perú, y se encuentra domiciliada en la Calle Víctor Andrés Belaunde No. 147, Vía Principal No. 103, Oficina 202, Lima, Perú, y es una sucursal de Repsol Exploración Perú S.A., una empresa constituida bajo las leyes del Reino de España.

REPRESENTANTES DE LAS DEMANDANTES

Sr. Arif Hyder Ali

Sr. Charles Roh

Sra. Erica Franzetti

Sra. Glenda Bleiberg

WEIL, GOTSHAL & MANGES LLP

1300 Eye Street, NW

Washington, DC 20005

Estados Unidos de América

y

Sr. Eric Ordway

WEIL, GOTSHAL & MANGES LLP

767 Fifth Avenue

New York, NY 10153

Estados Unidos de América

y

Sra. Patricia Saiz

Consultora Independiente

y

Sr. José Daniel Amado Vargas

Sr. Luis Miranda Alzamora

Sr. Bruno Amiel Rodríguez-Carpi

Sra. Cristina Ferraro

Sra. Lucía Olavarría Salinas

MIRANDA & AMADO ABOGADOS

Av. Larco 1301, Piso 20, Torre Parque Mar
Miraflores – Lima 18
Perú

B. La Demandada

8. Perupetro, S.A., es una empresa estatal de derecho privado del Sector Energía y Minas según el Artículo 6 de la Ley Orgánica de Hidrocarburos, constituida conforme a la legislación del Perú.

REPRESENTANTES DE LA DEMANDADA

Dr. Stanimir A. Alexandrov
Sra. Marinn Carlson
Sra. Jennifer Haworth McCandless
Sidley Austin LLP
1501 K Street, NW
Washington, DC 20005
Estados Unidos de América
y
Sr. Juan Pazos
Sr. Ricardo Puccio
Sr. Jorge Masson
Estudio Navarro, Ferrero & Pazos
Av. del Parque 195
San Isidro
Perú

II. JURISDICCIÓN. CONSENTIMIENTO DE LAS PARTES

9. La jurisdicción del Centro Internacional de Arreglo de Diferencias Relativas a Inversiones (el “Centro” o “CIADI”) y el sometimiento de las partes a arbitraje tienen los siguientes fundamentos:

A. Jurisdicción CIADI

10. En el Artículo 25 del Convenio sobre Arreglo de Diferencias Relativas a Inversiones entre Estados y Nacionales de Otros Estados de 18 de marzo de 1965 (“Convenio CIADI”) se establecen los requisitos necesarios para que el Centro tenga jurisdicción sobre una controversia. Conforme al Artículo 25(1):

“La jurisdicción del Centro se extenderá a las diferencias de naturaleza jurídica que surjan directamente de una inversión entre un Estado Contratante (o cualquier subdivisión política u organismo público de un Estado Contratante acreditados ante el Centro por dicho Estado) y el nacional de otro Estado Contratante y que las partes hayan consentido por escrito en someter al Centro. El consentimiento dado por las partes no podrá ser unilateralmente retirado”.

B. Consentimiento de las Partes

11. Las partes han otorgado su consentimiento expreso y por escrito para someter la presente controversia a arbitraje frente al Centro, según se desprende del acápite 21.2 del Contrato de Licencia que contiene la cláusula o acuerdo de arbitraje en los términos siguientes:

“Cualquier litigio, controversia, diferencia o reclamo resultante del Contrato relativo al Contrato, tales como su interpretación, cumplimiento, resolución, terminación, eficacia o validez, que surja entre el Contratista y PERUPETRO y que no pueda ser resuelto de mutuo acuerdo entre las Partes deberá ser resuelto por medio de arbitraje internacional de derecho, de acuerdo con lo dispuesto en el artículo 68° de la Ley No. 26221.

“El arbitraje se llevará a cabo en idioma castellano y de acuerdo a lo pactado en la presente cláusula. El arbitraje será administrado por el Centro Internacional de Arreglo de Disputas sobre Inversiones, en adelante CIADI. En todo lo no previsto en esta cláusula, el arbitraje se organizará y desarrollará de acuerdo con el Reglamento de Arbitraje de CIADI, vigente en la Fecha de Suscripción. Supletoriamente a esta cláusula y al reglamento referido, serán aplicables las reglas contenidas en la Ley No. 26572, Ley General de Arbitraje o cualquiera que la sustituya.

“Los árbitros serán tres (3) y su designación se realizará uno por cada Parte y el tercero por los árbitros designados por las Partes. Si transcurridos treinta (30) Días desde la designación de los árbitros por las Partes, éstos no hubieran designado al tercero, cualquiera de las Partes podrá recurrir al CIADI para que ésta lo nombre.

“Para la solución de fondo del litigio, controversia, diferencia o reclamo sometido a arbitraje, los árbitros aplicarán el derecho interno de la República del Perú.

“El arbitraje tendrá lugar en la ciudad de Lima, Perú. Si la cuantía del asunto que se somete a arbitraje excediera de veinte millones y 00/100 Dólares (US\$ 20'000,000.00) y una de las partes considerara otra ciudad y país como el lugar para llevarse a cabo el arbitraje, bastará con que lo exprese así y proponga una nueva ciudad y país como lugar para su realización en el primer escrito que dirija a la otra Parte notificándole su decisión a recurrir al arbitraje. Si transcurridos quince (15) Días a partir de la

notificación anterior las Partes no han llegado a un acuerdo sobre el nuevo lugar para el desarrollo del arbitraje, el CIADI fijará otro lugar.

“En caso de discrepancia sobre la cuantía del asunto, o si la cuantía no es determinable, corresponderá al CIADI establecer el lugar de arbitraje teniendo en cuenta lo expuesto en el párrafo precedente.

“Las Partes renuncian a los recursos de apelación, casación o cualquier otro recurso impugnatorio contra el laudo arbitral, el cual es final e inapelable. Las Partes declaran que el laudo arbitral es firme, de obligatorio y definitivo cumplimiento y de ejecución inmediata.

“Las Partes se obligan a realizar todos aquellos actos que sean necesarios para el desarrollo del proceso arbitral hasta su culminación y ejecución.

“El plazo máximo de duración del proceso arbitral será de ciento ochenta (180) Días Útiles que comenzarán a computarse a partir de la fecha del acto de instalación del tribunal arbitral u otro acto análogo. En caso de requerirse una extensión del plazo, se aplicará lo establecido en el Reglamento de Arbitraje del CIADI.

“En caso que el laudo arbitral se emita fuera del Perú, su reconocimiento y ejecución se regirán por el “Convenio Sobre Reconocimiento y Ejecución de las Sentencias Arbitrales Extranjeras hecho en Nueva York el 10 de junio de 1958” (Convención de Nueva York) o el “Convenio Interamericano sobre Arbitraje Comercial Internacional hecho en Panamá el 30 de enero de 1975” (Convenio de Panamá) o las disposiciones contenidas sobre esta materia en la Ley No. 26572, Ley General de Arbitraje o en la norma que la sustituya, según lo determine la Parte que pida el reconocimiento y ejecución de sus obligaciones contractuales, en la medida en que sea posible, inclusive aquellas materia del arbitraje. Si la materia de arbitraje fuera el cumplimiento de las obligaciones contractuales garantizadas con las fianzas a que se refiere el acápite 3.5, tales fianzas no podrán ser ejecutadas y deberán ser mantenidas vigentes durante el procedimiento arbitral”.

C. Jurisdicción *Ratione Personae*

12. Con respecto a la jurisdicción *ratione personae* del Centro a que se refiere el Artículo 25 del Convenio, se reúnen los requisitos como sigue:
 - (a) Perú
13. La República de Perú es un Estado Contratante del Convenio CIADI. El Estado peruano firmó el Convenio el 4 de septiembre 1991, y depositó su instrumento de ratificación el 9 de agosto 1993¹.
- (b) Perupetro
14. Perupetro, la Demandada, es una empresa estatal del Estado peruano que se encuentra acreditada frente al Centro por dicho Estado. Es una sociedad anónima que fue constituida por medio de la Ley N° 26221, cuyas acciones son íntegramente de propiedad del Estado peruano. El 11 de octubre de 1996 el Estado peruano designó a Perupetro frente al Centro de acuerdo con el Artículo 25(1) del Convenio CIADI como competente para ser parte de controversias sometidas al Centro. Al realizar esta designación, el Estado peruano también notificó al Centro, de acuerdo con el Artículo 25(3) del Convenio, que no es necesario que el Estado peruano apruebe el consentimiento otorgado por Perupetro para someter controversias al Centro.
15. Cumpliéndose los requisitos jurisdiccionales previstos en el Artículo 25 del Convenio CIADI y del Contrato de Licencia, el Tribunal Arbitral se declaró competente para decidir la presente controversia.

III. ANTECEDENTES PROCESALES

16. El 10 de agosto de 2012 el CIADI recibió una Solicitud de Arbitraje (la “Solicitud de Arbitraje”) de parte de Pluspetrol Perú Corporation S.A., Pluspetrol Lote 56 S.A., Hunt Oil Company Of Peru L.L.C., Sucursal del Perú, SK Innovation, Sucursal Peruana, Tecpetrol Bloque 56 S.A.C., Sonatrach Perú Corporation S.A.C., y Repsol Exploración Perú, Sucursal

¹ El Convenio entró en vigor para el Estado peruano el 8 de septiembre de 1993.

del Perú (las “Demandantes” o el “Contratista”) contra Perupetro S.A. (la “Demandada” o “Perupetro”) (conjuntamente, las “partes”).

17. El 17 de agosto de 2012 el Centro acusó recibo de la Solicitud de Arbitraje de conformidad con la Regla 5 de las Reglas de Iniciación CIADI y envió una copia tanto a Perupetro S.A. como a la Comisión Especial que Representa a la República del Perú en Controversias Internacionales de Inversión.
18. La Solicitud de Arbitraje, complementada por la carta de las Demandantes del 24 de agosto de 2012, fue registrada por la Secretaria General del CIADI el 11 de septiembre de 2012 conforme al Artículo 36(3) del Convenio CIADI. El mismo día, la Secretaria General, de conformidad con la Regla 7 de las Reglas de Iniciación CIADI, notificó a las partes del acto de registro y las invitó a que procedieran a constituir un tribunal en cuanto fuera posible.
19. La Cláusula 21.2 del Contrato de Licencia contiene el acuerdo de las partes sobre el método de constitución del tribunal de arbitraje en este caso.²
20. En cumplimiento de este acuerdo, las Demandantes, el 9 de noviembre de 2012, nombraron al Sr. José Emilio Nunes Pinto, nacional de la República Federativa del Brasil, como árbitro en este caso y la Demandada, el 10 de noviembre de 2012, nombró al Dr. Bernardo M. Cremades, nacional del Reino de España, como árbitro de este caso. El Dr. Cremades aceptó su nombramiento el 3 de diciembre de 2012. El Sr. Nunes Pinto aceptó su nombramiento el 6 de diciembre de 2012.
21. Mediante comunicaciones de 18 de diciembre de 2012 y 18 de enero de 2013 las partes informaron al Dr. Cremades y al Sr. Nunes Pinto de los puntos acordados respecto al nombramiento del tercer árbitro y de las cualidades requeridas en el mismo.
22. Luego de consultar con las partes, el 19 de enero de 2013 el Dr. Cremades y el Sr. Nunes Pinto propusieron una lista final de cinco candidatos para ser nombrados como tercer árbitro

² Según esta Cláusula, “[l]os árbitros serán tres (3) y su designación se realizará uno por cada Parte y el tercero por los árbitros designados por las Partes. Si transcurridos treinta (30) Días desde la designación de los árbitros por las Partes, estos no hubieran designado al tercero, cualquiera de las Partes podrá recurrir al CIADI para que esta lo nombre”.

y designado como presidente en este caso. Mediante comunicación conjunta de 4 de febrero de 2013, y con base en esta lista, las partes informaron al Dr. Cremades y al Sr. Nunes Pinto que habían acordado nombrar al Licenciado Eduardo Siqueiros Twomey, nacional de los Estados Unidos Mexicanos, como tercer árbitro y presidente del tribunal de arbitraje. El Lic. Siqueiros aceptó su nombramiento el 6 de febrero de 2013.

23. El 11 de febrero de 2013 la Secretaria General del CIADI informó a las partes que el Tribunal se había constituido y confirmó que el procedimiento se había iniciado ese mismo día de conformidad con la Regla 6(1) de las Reglas Procesales Aplicables a los Procedimientos de Arbitraje del CIADI ("Reglas de Arbitraje"). También se informó a las partes que el Sr. Gonzalo Flores había sido designado como Secretario del Tribunal en este caso.
24. El 8 de abril de 2013 el Tribunal celebró su primera sesión, en cumplimiento de la Regla 13(1) de las Reglas de Arbitraje, en la sede del Centro en Washington D.C. Las siguientes personas estuvieron presentes en la primera sesión:

Miembros del Tribunal

Lic. Eduardo Siqueiros T., Presidente del Tribunal
Dr. Bernardo M. Cremades, Árbitro
Sr. José Emilio Nunes Pinto, Árbitro

Secretariado del CIADI

Sr. Gonzalo Flores, Secretario del Tribunal
Sra. Marisa Planells-Valero, Consultora Jurídica, CIADI

En representación de las Demandantes

Sr. Arif Hyder Ali (en persona), Weil Gotshal & Manges LLP
Sr. Chip Roh (en persona), Weil Gotshal & Manges LLP
Sra. Patricia Saiz (en persona), Weil Gotshal & Manges LLP
Sr. Eric Ordway (por teléfono), Weil Gotshal & Manges LLP
Sr. José Daniel Amado (por teléfono), Miranda & Amado Abogados

Representantes de la Parte Demandante (por teléfono):

Sra. Rocío Mendoza, Pluspetrol Perú Corporation S.A. y Pluspetrol Lote 56 S.A.
Sr. Luciano Barchi, Pluspetrol Perú Corporation S.A. y Pluspetrol Lote 56 S.A.
Sra. Marcela Villavicencio, Repsol Exploración Perú, Sucursal del Perú
Sra. Melissa Fritsch, Repsol Exploración Perú, Sucursal del Perú

Sr. Daniel Aranda, Sonatrach Perú Corporation S.A.C.
Sra. Jania Rozas, Sonatrach Perú Corporation S.A.C.
Sr. Santiago Ojea Quintana, Tecpetrol Bloque 56 S.A.C.
Sra. María Rosa Ludowieg, Tecpetrol Bloque 56 S.A.C.
Sra. Rosanna Brigneti, Hunt Oil Company of Peru L.L.C., Sucursal del Perú

En representación de la Demandada

Dr. Stanimir A. Alexandrov, Sidley Austin LLP
Sra. Marinn Carlson, Sidley Austin LLP
Sra. María Carolina Durán, Sidley Austin LLP
Dr. Ricardo Puccio Sala (por teléfono), Estudio Navarro Ferrero & Pazos

Representantes de la Parte Demandada (por teléfono):

Dr. Carlos José Valderrama Bernal, Comisión Especial que Representa a la República del Perú en Controversias Internacionales de Inversión
Sra. Janinne Delgado Silva, Perupetro S.A.

25. El 17 de abril de 2013 el Tribunal emitió la Resolución Procesal No. 1, en la cual se incluyó un calendario procesal a efectos de la presentación de escritos.
26. Según el calendario procesal establecido, el 19 de agosto de 2013 las Demandantes presentaron su Memorial sobre el Fondo. El 24 de diciembre de 2014, la Demandada presentó un Memorial de Contestación sobre el Fondo y Reconvención.
27. El 10 de febrero de 2014 el Tribunal emitió la Resolución Procesal No. 2 sobre producción de documentos.
28. El 16 de mayo de 2014 las Demandantes presentaron su Memorial de Réplica de las Demandantes Sobre el Fondo y Contestación a la Reconvención de la Demandada. El 6 de agosto de 2014 la Demandada presentó su Dúplica de la Demandada sobre el Fondo y Réplica a la Reconvención.
29. La Audiencia sobre el fondo se celebró en la sede del Centro en Washington D.C. entre los días 3 y 11 de noviembre de 2014. Las siguientes personas estuvieron presentes en la Audiencia:

Miembros del Tribunal

Lic. Eduardo Siqueiros T., Presidente del Tribunal
Dr. Bernardo M. Cremades, Árbitro
Sr. José Emilio Nunes Pinto, Árbitro

Secretariado del CIADI

Sr. Gonzalo Flores, Secretario del Tribunal
Sra. Marisa Planells-Valero, Consultora Jurídica, CIADI

En representación de las Demandantes

Sr. Arif Hyder Ali, Weil Gotshal & Manges LLP
Sr. Chip Roh, Weil Gotshal & Manges LLP
Sr. Eric Ordway, Weil Gotshal & Manges LLP
Sra. Erica Franzetti, Weil Gotshal & Manges LLP
Sra. Glenda Bleiberg, Weil Gotshal & Manges LLP
Sr. Ricardo Ampudia, Weil Gotshal & Manges LLP
Sr. Nathaniel G. Morales, Weil Gotshal & Manges LLP
Sra. Patricia Saiz, Consultora Independiente
Sr. José Daniel Amado, Miranda & Amado Abogados
Sra. Cristina Ferraro Delgado, Miranda & Amado Abogados
Sra. Lucía Olavarría Salinas, Miranda & Amado Abogados

Representantes de la Parte Demandante:

Sr. Mark Aertker, Hunt Oil
Sra. Rosanna Brigneti, Hunt Oil
Sra. Rocío Mendoza, Pluspetrol
Sr. Jorge Liceti, Pluspetrol
Sr. Natalio Battaglia, Pluspetrol
Sr. Gonzalo Raffo, Pluspetrol
Sr. Diego Patricio Roizen, Pluspetrol
Sr. Giancarlo Guardia, SK Innovation
Sra. Marcela Villavicencio, Repsol
Sra. Gianna Macchiavello Casabonne, Repsol
Sra. Jania Rozas, Sonatrach
Sr. Karim Ait Said, Sonatrach
Sra. Silvia Filgueira, Tecpetrol
Sr. Guillermo Mirande, Tecpetrol

Peritos:

Sr. David De Ramus, Bates White
Sr. Christopher Gulick, Berkeley Research Group
Sr. David W. Sharp, DSP Resources, LLC
Sra. Shoschana Zusman, Estudio Zusman
Sr. Alberto Varillas, García Sayán Abogados

En representación de la Demandada

Dr. Stanimir A. Alexandrov, Sidley Austin LLP
Sra. Jennifer Haworth McCandless, Sidley Austin LLP
Sr. Andrew W. Shoyer, Sidley Austin LLP
Sra. María Carolina Durán, Sidley Austin LLP
Sra. Courtney Hikawa, Sidley Austin LLP
Sr. Gavin Cunningham, Sidley Austin LLP
Sra. Anastasiya Chechel, Sidley Austin LLP
Sra. Kelly Morgan, Sidley Austin LLP
Sra. Samantha Taylor, Sidley Austin LLP
Sr. Ricardo Puccio, Estudio Navarro, Ferrero & Pazos Abogado

Representantes de la Parte Demandada:

Sra. Janinne Delgado Silva, Perupetro S.A.
Sr. Luis Ortigas, Perupetro S.A.
Sra. Isabel Tafur, Perupetro S.A.
Sr. Carlos José Valderrama Bernal, Ministerio de Economía y Finanzas
Sra. Erika Lizardo, Embajada de la República del Perú

Testigos:

Sra. Rosario Béjar, Petroperú S.A.
Sr. Julio Icaza, Clean Energy del Perú, EGP, Upland Oil & Gas
Sra. Decy Mogollón, Petroperú S.A.

Peritos:

Sr. Enrique Ferrando, Osterling Abogados
Sr. Carlos Lapuerta, The Brattle Group
Sr. Pedro Marin, The Brattle Group
Sr. Hal Miller, Galway Group
Sr. Wayne Perry, Galway Group

30. Luego de la Audiencia, los Miembros del Tribunal Arbitral deliberaron por diversos medios de comunicación.
31. Con fecha de 30 de enero de 2015 las partes realizaron sus respectivas presentaciones sobrees costas.
32. Con fecha de 21 de abril de 2015 se informó a las partes que la Sra. Marisa Planells-Valero actuaría desde ese momento como Secretaria del Tribunal, en reemplazo del Sr. Gonzalo Flores.

33. Con fecha de 24 de abril de 2015 se declaró cerrado el procedimiento de conformidad con la Regla 38 (1) de las Reglas de Arbitraje del CIADI.

IV. SÍNTESIS DE LAS POSICIONES DE LAS PARTES

34. La controversia surge del Contrato de Licencia que celebraron, por una parte, Perupetro, S.A. y, por la otra, Pluspetrol Peru Corporation, S.A., Hunt Oil Company of Perú LLC, sucursal del Perú, SKA Corporation, sucursal Peruana, Tecpetrol del Perú S.A.C. y Sonatrach Peru Corporation S.A.C. con la intervención adicional de Pluspetrol Resources Corporation, Hunt Consolidated, Inc., SK Corporation, Tecpetrol, S.A. y Sonatrach SPA, así como el Banco Central de Reserva del Perú. Este Contrato quedó formalizado en instrumento del 7 de septiembre de 2004, otorgado ante notario público en la Ciudad de Lima, Perú.
35. La licencia para la explotación de hidrocarburos y el Contrato de Licencia fueron previamente aprobados por el estado peruano mediante Decreto Supremo 033-2004-EM del 25 de agosto de 2004, y refrendados posteriormente por el Ministro de Economía y Finanzas y por el Ministro de Energía y Minas.
36. El Contrato de Licencia ha sufrido diversas modificaciones desde su celebración. El 16 de diciembre de 2005 las partes suscribieron un convenio denominado Modificación y Cesión de Posición Contractual para la Explotación de Hidrocarburos en Lote 56, a través del cual se aceptó la cesión total o parcial, según fue el caso, de los derechos contractuales de Pluspetrol Perú Corporation, S.A. y de Hunt Oil Company of Perú LLC, sucursal del Perú y, en consecuencia, los cesionarios Pluspetrol Lote 56, S.A. y Repsol Exploración Perú, Sucursal del Perú, respectivamente, asumieron los derechos, responsabilidades y obligaciones. Dicho convenio fue aprobado mediante Decreto Supremo No. 060-2005-EM del 12 de diciembre del 2005.
37. Posteriormente, se celebró entre las partes el 28 de agosto de 2006 un convenio denominado Modificación del Contrato de Licencia para la Explotación de Hidrocarburos en el Lote 56, a través del cual se dio una cesión de derechos con motivo de una escisión parcial de Tecpetrol del Perú S.A.C., y consecuentemente Tecpetrol Bloque 56, S.A.C. adquirió los

derechos como parte del Contratista. Dicho convenio fue aprobado mediante Decreto Supremo No. 039-2006-EM del 26 de julio del 2006.

38. Finalmente, el 20 de enero de 2010 se suscribió entre las partes un convenio denominado Modificación del Contrato de Licencia para la Explotación de Hidrocarburos en el Lote 56, que reconoció la escisión de SK Corporation, sucursal Peruana, a SK Energy, sucursal Peruana y la consecuente modificación de la denominación y su garante corporativo. Este convenio también fue aprobado mediante Decreto Supremo No. 066-2009-EM del 10 de septiembre del 2009. Como consecuencia, la participación en el Contrato de Licencia de las empresas que conforman al Contratista fue la siguiente:

Pluspetrol Perú Corporation S.A.	2.2%
Pluspetrol Lote 56 S.A.	25.0%
Hunt Oil Company of Peru LLC Sucursal del Perú	25.2%
SK Energy, sucursal Peruana	17.6%
Tecpetrol Bloque 56 S.A.C.	10.0%
Sonatrach Peru Corporation S.A.C.	10.0%
Repsol Exploración Perú, Sucursal del Perú	10.0%

39. Después de suscrito el Contrato de Licencia, el Contratista realizó los trabajos de exploración y construcción de obras para llevar a cabo la extracción y comercialización del gas natural.
40. El gas natural que se extrae del Lote 56, se procesa para eliminar impurezas e hidrocarburos pesados para que consista principalmente en metano y pequeñas cantidades de nitrógeno y bióxido de carbono, lo cual se denomina como “Gas Natural”, el cual se utiliza típicamente para la generación de electricidad, calefacción y combustible, entre otros.
41. La venta de Gas Natural por el Contratista se hace al amparo del Contrato de Compraventa de Gas proveniente del Bloque 56 (denominado en inglés, su idioma original, como *Block 56 Gas Sales Agreement*) que suscribieron los distintos integrantes del Contratista y Perú LNG S.R.L., el 28 de febrero de 2006. Perú LNG S.R.L. opera una planta en Pampa Melchorita, Perú, en la que se dedica a transformar el gas de su estado gaseoso a un estado líquido para que pueda ser transportado a los mercados de destino por vía marítima (la “Planta LNG”).

42. En los términos previstos en acápite 8.4.4 (a), que requiere que el Contratista informe a Perupetro con una anticipación no menor de 90 días de la fecha de inicio de la extracción comercial “... *los mercados en los que se realizará el consumo final del Gas Natural Fiscalizado*”, el Contratista informó a Perupetro mediante carta número PPC-LEG-09-187 del 16 de diciembre de 2009 que los posibles mercados de destino para el Gas Natural Fiscalizado serían Norteamérica, Asia, y Europa.
43. El 24 de febrero de 2010 se dio la primera fiscalización de gas natural proveniente del Lote 56 y, a partir de esa fecha y hasta el 31 de marzo de 2010, se llenó el gasoducto. A partir del 1 de abril de 2010 se hizo entrega del Gas Natural a la Planta LNG.
44. El gas licuado en la Planta LNG se comercializa por Perú LNG S.R.L. a través de un comprador tercero. Durante el periodo comprendido entre el primer embarque y hasta febrero del 2013 el offtaker comercializador fue Repsol Comercializadora, S.A. Actualmente es Royal Dutch Shell.
45. En los términos del Contrato de Licencia, el Contratista debe pagar a Perupetro una regalía por el gas natural extraído que se calcula conforme a la Cláusula Octava.
46. El propio Contrato de Licencia contempla la suscripción de acuerdos de valorización que habrán de establecer los términos y condiciones para determinar el valor del Gas Natural Fiscalizado.
47. Para tal fin, las partes al Contrato de Licencia suscribieron un Acuerdo de Valorización el 17 de junio de 2010 (referido como el “Acuerdo de Valorización Provisional”) para regir los embarques de Gas Natural que podían ocurrir entre los meses de junio y agosto del 2010. Posteriormente, el 16 de agosto de 2010, suscribieron un Addendum al Acuerdo Provisional, y acordaron extender o prorrogar la vigencia del Acuerdo Provisional hasta el 13 de noviembre de 2010. Antes de que feneciera el plazo de vigencia del Acuerdo Provisional, las partes suscribieron con fecha 20 de octubre de 2010 otro acuerdo de valorización

(conocido como el “Acuerdo de Valorización Definitivo”) que reemplazó al Acuerdo de Valorización Provisional³.

48. Las partes pactaron también en el Contrato de Licencia y el Acuerdo de Valorización Definitivo que para el cálculo de las regalías que el Contratista debe pagar a Perupetro por el Gas Natural que es vendido a Peru LNG a comercializarse posteriormente en el extranjero, habrían de utilizar un valor de referencia representado por uno o varios “marcadores” acordados, dependiendo del mercado geográfico de destino. Estos marcadores estarían vinculados a los mercados en los que fuera a ser “consumido” el gas natural del Lote 56.
49. A esta fecha, el Contrato de Licencia y el Acuerdo de Valorización Definitivo siguen vigentes. La disputa ha surgido respecto de la interpretación de ambos acuerdos y, en especial, respecto del significado del lugar en donde será “consumido” el gas natural proveniente del Lote 56.
50. Las diferencias que las partes tienen respecto del Contrato de Licencia y/o la venta del Gas Natural Fiscalizado, al parecer están exclusivamente limitadas al pago de regalías respecto de diez cargamentos de Gas Natural Licuefactado (GNL, también conocido simplemente como “LNG” por las iniciales en inglés de Liquefied Natural Gas) que fueron vendidos en un periodo de tiempo comprendido entre los meses de diciembre 2010 y mayo del 2011. No existe controversia entre ellas respecto al resto de las regalías calculadas y pagadas, o al cumplimiento de obligaciones.
51. En este sentido, después de que las partes procuraron infructuosamente resolver en el primer semestre de 2012 sus diferencias respecto a la interpretación del acápite 8.4.4 del Contrato de Licencia y del Acuerdo de Valorización Definitivo respecto al cálculo de las regalías provenientes del Gas Natural del Lote 56, Perupetro, al considerar que el cálculo y pago de las regalías se había hecho en forma indebida por el Contratista, comunicó al Contratista que procedía notificar su intención de dar por terminado el Contrato de Licencia⁴.

³ En conjunto, los “Acuerdos de Valorización”.

⁴ Carta de Perupetro a Pluspetrol No. GGRL-SUPC-GFSA-0548-2012 del 4 de mayo del 2012, Anexo 73.

52. Sin embargo, unos días después, Perupetro comunicó al Contratista que dejaba sin efecto su previa comunicación, y que aceptaba que la diferencia respecto al pago de las regalías fuere sometida al pronunciamiento del Comité Técnico de Conciliación, previsto en el acápite 21.3 del Contrato de Licencia⁵. Ante esta situación, y en vista de que este Comité no completó su constitución dentro del plazo establecido en el Contrato de Licencia, las Demandantes comunicaron a Perupetro el 12 de julio del 2012 que, con el objeto de resolver la discrepancia existente, procederían a someter su disputa a arbitraje de conformidad con lo previsto en los acápites 21.2 y 21.3 del Contrato de Licencia⁶.
53. Posteriormente, y frente a la falta de una definición del Comité Técnico de Conciliación, el 20 de julio de 2012 Perupetro notificó a las Demandantes su intención de terminar el Contrato de Licencia en los términos del párrafo segundo del acápite 22.1 del Contrato ante el incumplimiento de sus obligaciones relacionadas con el pago de las regalías.

V. POSICIONES DE LAS PARTES

A. Introducción

54. Considerando que la postura de las Demandantes, a pesar de tener ese carácter, tiene una naturaleza que puede ser caracterizada más bien como de defensa en un procedimiento adversarial, el Tribunal primero presenta una síntesis de la posición las Demandantes para dar contexto, y luego procede a examinar los argumentos expresados por Perupetro en su Memorial de Contestación y Reconvención. Hecho seguido, analiza la postura de las Demandantes frente a los reclamos de Perupetro.
55. En esencia, las Demandantes manifiestan que fueron forzadas a ser ellas quienes iniciaran el arbitraje “... *a fin de evitar la terminación del Contrato y, en consecuencia, la pérdida de inversiones significativas en Perú*”⁷ derivado de la posición asumida por Perupetro en su

⁵ Carta de Perupetro a Pluspetrol No. GGRL-LEGL-0192-2012 del 8 de mayo del 2012, Anexo 74.

⁶ Carta de Pluspetrol a Perupetro No. PPC-C0-12-0346-GOB del 12 de julio del 2012, Anexo 7.

⁷ Memorial de Demanda, párrafo 5.

carta del 19 de julio de 2012⁸, en la que, al decir de las Demandantes, Perupetro comunicó su intención de terminar el Contrato de Licencia.

56. Las Demandantes sostienen que han cumplido cabalmente con sus obligaciones bajo el Contrato de Licencia, y que han acreditado que el Contratista ha cumplido con sus obligaciones de cálculo y pago de las regalías durante los periodos de valorización en los que se realizaron los diez embarques cuyo pago de regalías ha sido cuestionado por Perupetro. Agregan, por el contrario, que Perupetro no ha acreditado, porque no puede hacerlo, el supuesto incumplimiento contractual en que habría incurrido el Contratista.

57. Las Demandantes solicitan del Tribunal Arbitral en su Memorial de Demanda⁹ que:

- a) Declare que el subacápite 8.4.4 de la Licencia debe ser interpretado y aplicado de forma conjunta con los Acuerdos de Valorización, y concluya que la expresión “*mercados en los que se realizará el consumo final del Gas Natural Fiscalizado*” a que se refiere el primer párrafo del literal (a) del subacápite 8.4.4 es el terminal de importación de cada cargamento de gas natural licuado obtenido y embarcado en la Planta LNG;
- b) Declare que las Demandantes han cumplido con lo estipulado en el Contrato de Licencia, al haber calculado y pagado las regalías correspondientes a los Periodos de Valorización en los que se realizaron embarques de LNG que fueron descargados en los terminales de Freeport, Sabine Pass y Cameron en base al Valor de Referencia pactado por las partes para dichos terminales;
- c) Declare que las Demandantes no adeudan suma alguna a Perupetro por tal motivo;
- d) Declare que Perupetro no tiene derecho a terminar el Contrato de Licencia con base en el alegado incumplimiento por las Demandantes de la obligación de pago de regalías del Gas Natural Fiscalizado correspondientes a los Periodos de Valorización cuestionados por Perupetro;

⁸ Carta de Perupetro a Pluspetrol No. GGRL-SUPC-GFSA-0826-2012 del 19 de julio de 2012, Anexo C-039.

⁹ Memorial de Demanda, párrafo 230.

- e) Ordene que Perupetro reembolse a las Demandantes todos los costes incurridos por las mismas en la resolución de esta controversia, incluyendo los costes asociados con el presente procedimiento arbitral (que incluyen, entre otros, honorarios y gastos de los árbitros, CIADI, asesoramiento legal, peritos y consultores); y
- f) Ordene cualquier otra reparación a las Demandantes que el Tribunal considere apropiada en las circunstancias.

B. Posición de Perupetro

- 58. La posición de la Demandada puede resumirse como sigue: Perupetro no tiene intención de dar por terminado el Contrato de Licencia, sino que desea que el Tribunal interprete el acápite 8.4.4 de dicho Contrato y (i) establezca las obligaciones a cargo de las Demandantes respecto de informes sobre los mercados de consumo final de los cargamentos de gas del Lote 56, (ii) las obligaciones a cargo de las Demandantes para el pago de las regalías con base en los mercados de consumo final, así como (iii) la indemnización de los daños y perjuicios por el incumplimiento con respecto a los cargamentos de gas natural en disputa.
- 59. Existe poca controversia con respecto a los hechos en este caso. Las partes concuerdan básicamente con todos ellos, o cuando menos con todos aquellos que son relevantes para el análisis y resolución del caso. Sus diferencias surgen, por el contrario, en la interpretación de sus obligaciones bajo el Contrato de Licencia y el Acuerdo de Valorización Definitivo.
- 60. Perupetro ha señalado que, a diferencia del petróleo, que se comercializa a precios uniformes en todo el mundo, el valor de mercado del gas natural depende en gran medida de dónde y cómo se utiliza¹⁰, ya que un mismo mercado geográfico puede tener grandes diferencias con respecto a su precio. Justamente debido a que el valor se encuentra íntimamente relacionado con el mercado geográfico donde se consuma, según Perupetro las partes acordaron que las regalías a pagar a Perupetro por el gas natural se calcularían con base en los mercados en donde *finalmente* se consumiera el gas. Así, en la medida en que el Consorcio que integra el Contratista obtuviera precios más altos y mayores ganancias

¹⁰ Primera Declaración Testimonial de Julio Ricardo Icaza Napurí del 13 de diciembre de 2013 (“Primera Declaración de Icaza”), párrafo 13, Anexo RWE-002.

cuando el gas se vendiera en mercados con precios más altos, las regalías para Perupetro también habrían de ser más altas; esto es, Perupetro participaría en ese valor adicional¹¹ de lo que las partes denominaron la “cadena de valor del gas natural”. Para Perupetro cada fase de la cadena de valor representa un paso en el proceso para transformar el gas natural sin procesar en un producto energético que se compra, se vende y se consume en un mercado específico.

61. A grandes rasgos, estas fases de la “cadena de valor del gas natural”¹² son las siguientes:
- a). Se extrae el gas natural seco de los pozos en el Lote 56, y se separa de los líquidos, se cuantifica, y se envía a través de gasoductos desde la planta de fiscalización en Malvinas, hasta la Planta LNG en Pampa Melchorita, Perú.
 - b). A fin de poder transportar el gas natural a través de largas distancias por vía marítima, el gas natural seco se enfría en la Planta LNG hasta convertirlo en líquido, gas natural licuefactado.
 - c). Desde la planta de licuefacción, el GNL se carga en embarcaciones que lo transportan a una terminal portuaria de importación en un país extranjero, en donde hay tanques de almacenamiento para conservarlo en estado líquido, que es más estable. En dicha terminal puede o no también existir una planta de regasificación, en la que se vuelve el gas a su estado gaseoso. Sin embargo, los gasoductos que están conectados a las plantas de regasificación no están equipados para transportar el gas a través de largas distancias, y el costo de volver a re licuar el gas regasificado para transformarlo en GNL es muy alto, “prohibitivo” al decir de Perupetro. Es por ello que mientras se determina el destino del gas natural, este se conserva en estado líquido en los tanques de almacenamiento.
 - d). Una vez regasificado el gas se inyecta en gasoductos que los distribuyen para su consumo o transporte local en un mercado cercano a la planta de regasificación.
 - e). El paso final en la cadena de valor es el consumo del gas natural.

¹¹ Primera Declaración de Icaza, párrafos 17-18, Anexo RWE-002.

¹² Informe de Experto de Hal Miller y Wayne Perry, Galway Group del 23 de diciembre de 2013 (“Primer Informe Galway”), párrafos 18-24 y 38-39, Anexo RWE-005.

62. De la manera en que Perupetro interpreta el Contrato de Licencia, el “marcador” o “valor de referencia” según se utiliza en dicho contrato, debe representar el mercado de consumo final; debe ser un marcador que represente las ventas en el área adyacente o próxima al terminal en la que se va a importar un cargamento de gas para su consumo final¹³.
63. En sus distintos escritos, Perupetro estableció relevancia sobre la lógica económica del Contrato de Licencia, y sostiene que esta lógica esta basada en toda la cadena de valor del gas natural - incluyendo la etapa de consumo final. Esto comprendía necesariamente a las etapas de regasificación (que Perupetro también sostuvo que ocurre necesariamente en el mercado de consumo final) y su comercialización. Para tal fin, se apoyó en diapositivas de presentaciones en Power Point preparadas durante la negociación del Contrato de Licencia para ser exhibidas ante autoridades en el Gobierno de Perú¹⁴. Estas presentaciones no solo fueron utilizadas por Perupetro, sino también por el propio Contratista, como lo ha afirmado Perupetro. Por ejemplo, el Contratista incluyó el concepto de la cadena de valor en una presentación que hizo a sus inversionistas¹⁵.
64. Ahora bien, Perupetro sostiene que a fin de estar en capacidad de calcular el monto correcto de regalías, resulta esencial identificar el *mercado de consumo final* de los cargamentos de gas. Una vez que se conoce el mercado de consumo final, puede identificarse el marcador o valor de referencia para calcular el precio que determina la regalía que debe de cumplirse. Según Perupetro, el Contrato de Licencia obliga al Contratista a informarle respecto de los mercados de consumo final no sólo al inicio de la extracción (lo que debe hacer cuando menos noventa días antes de extracción inicial del Gas Natural Fiscalizado), sino que en lo términos del acápite 8.4.4(a). debe hacerlo además en cualquier momento en que (i) se den cambios a esos mercados, o (ii) surja la existencia de nuevos mercados.
65. Perupetro ha señalado que las partes reconocieron desde la negociación del Contrato de Licencia en los años 2003 y 2004 la necesidad de detallar e implementar los conceptos para

¹³ Memorial de Contestación, párrafos 48 y 49.

¹⁴ Presentación de Hunt Oil Company of Peru LLC, “Visión del Proyecto de PERU LNG” del 3 de diciembre de 2003, diapositiva 12, Anexo R-004.

¹⁵ Presentación de Pluspetrol, “Proyecto Gran Camisea: Su Importancia Para el Perú” del 14 de enero de 2004, diapositiva 18, Anexo R-005.

el cálculo de regalías pactadas en el Contrato de Licencia a través de acuerdos de valorización, y que así se contempló en el acápite 8.4.4(c). Es por ello que un acuerdo de valorización sirve para definir términos y condiciones adicionales a los que se encuentran establecidos en el Contrato de Licencia. Los acuerdos de valorización se utilizan para complementar al contrato principal, y suelen establecer detalles operativos que permiten su implementación¹⁶.

66. Perupetro manifestó que cuando se celebró el Contrato de Licencia no resultaba práctico para las partes adelantarse a todos los detalles de los posibles mercados de gas que pudieren existir durante los siguientes cuarenta años de vigencia del Contrato de Licencia, y que por ello, permitirían modificar de tiempo en tiempo a través de acuerdos de valorización, según fuera necesario para adecuarse a los mercados¹⁷. A diferencia del Contrato de Licencia, que requiere de un proceso complejo para su modificación puesto que se requiere de un Decreto Supremo del Ejecutivo en Perú, los acuerdos de valorización tienen flexibilidad ya que permiten ajustar los términos a las necesidades y exigencias del mercado. Los acuerdos de valorización sólo complementan y permiten implementar a los contratos, pero no pueden contradecirlos ni modificarlos puesto que se encuentra supeditado al contrato principal¹⁸.
67. En este orden de ideas, Perupetro ha manifestado que deseaba especificar en los Acuerdos de Valorización un método para verificar los mercados de consumo final de los cargamentos de gas, ello dada la importancia de identificar los marcadores en los mercados de consumo final para el cálculo de las regalías. Por ello, en el primer Acuerdo de Valorización aceptó recibir del Contratista o Consorcio “documentos de embarque” (o *discharge receipts*) como prueba de los mercados de consumo final¹⁹. Perupetro añade que si bien pudiere existir una interpretación distinta entre las partes respecto a que el “lugar donde se consume el gas”

¹⁶ Primera Declaración Testimonial de María Rosario Béjar Alegre del 13 de diciembre de 2013 (“Primera Declaración de Béjar”), párrafo 13, Anexo RWE-001; Primera Declaración de Icaza, párrafos 35 y 36, Anexo RWE-002; Declaración Testimonial de Decy María Mogollón Curay del 13 de diciembre de 2013 (“Primera Declaración de Mogollón”), párrafo 19, Anexo RWE-003; y Primer Informe de Experto de Enrique Ferrando Gamarra del 16 de diciembre de 2013 (“Primer Informe de Ferrando”), párrafo 103, Anexo RWE-004.

¹⁷ Memorial de Contestación, párrafo 69.

¹⁸ Memorial de Contestación, párrafo 70; Réplica, párrafo 92.

¹⁹ Primer Acuerdo de Valorización, Cláusula 3.2, Anexo C-014.

sería o no un punto cercano al terminal de importación²⁰, la intención de incluir esta equiparación era sólo clarificar que no era necesario definir puntos de consumo final hacia el interior de la costa de donde se importa. Para los fines del Contrato, era suficiente designar la totalidad del mercado de consumo final y esta descripción era congruente con el concepto de mercado en el que se consumiría el gas.

68. Al suscribir el Acuerdo de Valorización Definitivo, el 20 de octubre del 2010, ya habían surgido nuevos mercados para el gas natural. Para entonces, el propio Consorcio había identificado mercados adicionales. Perupetro hace mención de que en la carta número PPC-CEO-10-0419-GEB del 24 de agosto de 2010²¹ dirigida por Pluspetrol a Perupetro, los mercados identificados reunían los requisitos establecidos para marcadores conforme a la sección 8.4.4(c) del Contrato de Licencia, incluido el requisito que se exige para que el marcador sea “*cercano al terminal de importación que reciba el gas natural de la planta LNG*”²². Perupetro entendió entonces que los “documentos de desembarque”, conjuntamente con los documentos de embarque, acreditarían que un determinado cargamento de gas había llegado a su destino final. Así, el puerto de descarga informado en la documentación comunicada por el Contratista a Perupetro sería el puerto en el que Perupetro consideraba que se realizaría la regasificación para su consumo final²³.
69. De esta manera, asevera Perupetro, incluir el numeral 2.8 del Acuerdo de Valorización Provisional y el numeral 2.7 del Acuerdo de Valorización Definitivo surgió de la necesidad de establecer un documento que fuera suficiente para acreditar cuál sería el mercado de consumo final.
70. En su declaración como testigo de Perupetro, Rosario Bejar manifestó que durante la negociación del Acuerdo de Valorización Provisional se consideró que una vez descargado el gas natural licuefactado debía necesariamente ser re-gasificado para destinarlo al mercado

²⁰ Memorial de Contestación, párrafo 81, en el que se cita la Primera Declaración de Mogollón, párrafo 22, Anexo RWE-003.

²¹ Anexo R-014.

²² Memorial de Contestación, párrafo 82.

²³ Memorial de Contestación, párrafo 84, en el que se cita la Primera Declaración de Mogollón, párrafo 26, Anexo RWE-003.

de consumo final, y por ello era suficiente con acreditar esta descarga para evidenciar, a su vez, el mercado de destino final del gas natural. Además, añadió en su declaración, esta exigencia estaba en línea con las disposiciones del Contrato de Licencia, las cuales imponían al Consorcio la obligación de informar a Perupetro sobre los mercados de consumo final para el cálculo correcto de regalías²⁴.

71. Al negociar el Acuerdo de Valorización Definitivo, al decir de Perupetro, las partes incluyeron la palabra “*efectivamente*” para reforzar la interpretación del lugar en donde el gas natural fuere a ser descargado, lo fuera para ser consumido, y no para ser re-enviado a un mercado distinto. Según Perupetro, fueron sus propios negociadores quienes sugirieron utilizar la frase “*efectivamente se descargue*” en el Acuerdo de Valorización Definitivo puesto que no deseaban recibir un documento de desembarque del gas natural si, en realidad, el gas iba a re-exportarse posteriormente a una terminal distinta en otro punto geográfico para su descarga y consumo. En ese supuesto, no se cumpliría con el requisito de basar las regalías en el mercado de consumo final²⁵.
72. Perupetro indica que la única lectura posible de las cláusulas 3.1.4 y 3.1.5 incluidas en el Acuerdo de Valorización Definitivo es que el ajuste de regalías reflejase el terminal de descarga efectiva que, siendo consistentes, es el destino final real del gas, y esto implica que esta sea la última terminal de descarga²⁶. Ante la obligación de informar sobre los mercados de consumo final del gas del Lote 56, y tomando en cuenta que la notificación debe identificar al terminal de descarga efectiva, esta, dice Perupetro, debe ser aquella donde se da la última descarga²⁷.
73. Perupetro rechaza el argumento de las Demandantes según el cual la redacción del Acuerdo de Valorización Definitivo implica que su obligación se limita a informar a Perupetro sobre la primera terminal de descarga, aunque esta no represente el mercado de consumo final, en la medida en que, desde el punto de vista de Perupetro, el Contrato de Licencia no puede

²⁴ Primera Declaración de Béjar, párrafo 21, Anexo RWE-001.

²⁵ Memorial de Contestación, párrafo 87.

²⁶ Memorial de Contestación, párrafo 98.

²⁷ *Íbid.*

modificarse. Para poder cambiar sus términos, la Ley 26221 requiere que cualquier modificación sean aprobada por Decreto Supremo refrendado por los Ministros de Economía y Finanzas, y de Energía y Minas de acuerdo a un proceso codificado. Y toda vez que el Contrato de Licencia fue originalmente aprobado por Decreto Supremo, la Ley no permite que sus términos sean modificados salvo que medie otro Decreto Supremo.

74. En este sentido, Perupetro presentó informes de expertos en derecho peruano. El Doctor Enrique Ferrando en su informe describe el proceso que debe ser seguido, y así lo justificó durante su comparecencia en la audiencia²⁸. Perupetro ha hecho mención a que las meras sustituciones de partes al Contrato de Licencia, e incluso los cambio de denominación social de una las partes, fueron objeto y fueron reconocidas en convenios modificatorios suscritos que posteriormente fueron autorizados por Decretos Supremos y, por lo tanto, no había duda entre las partes en cuanto al procedimiento apropiado para modificar el Contrato de Licencia.
75. En respuesta a la posición de las Demandantes en cuanto a que el Contrato de Licencia debe ser interpretado a través del Acuerdo de Valorización Provisional y el Acuerdo de Valorización Definitivo en el sentido de que la expresión “*mercados en los que se realizará el consumo final del Gas Natural Fiscalizado*” significa el primer terminal de importación del gas natural cargado en la Planta LNG, independientemente de que sea en el lugar en donde ocurre el consumo final, debido a que el Acuerdo de Valorización Definitivo describe a este punto como el lugar en donde “efectivamente se descargue”, la Demandada hace un análisis lógico al distinguir las diferencias entre “primer” y “último”, ya que es posible recargar un cargamento de gas que ha sido descargado antes de su re-gasificación. También hace una distinción entre dos vocablos: “descarga” y “consumo”, y menciona que no son sinónimos.
76. La interpretación de los Acuerdos de Valorización resulta relevante cuando surge una disputa respecto a cuál es el mercado de consumo final. En el contexto de los diez cargamentos en los cuales se importó y descargó el gas natural en terminales de los Estados Unidos de América (Freeport, Sabine Bass y Cameron), a pesar de que los destinos finales

²⁸ Memorial de Contestación, párrafos 102-103; y Primer Informe de Ferrando, párrafos 37-42, Anexo RWE-004.

reales de dichos diez cargamentos reexportados fueron mercados con marcadores de mayor valor, como lo fueron Reino Unido, India, Corea del Sur, Japón, España y Brasil, las Demandantes sabían, o debieron saber, según Perupetro, que los Estados Unidos de América no era el mercado del consumo final de tales cargamentos, pero, no obstante, informaron las descargas realizadas en dicho país, y pagaron una regalía basada en el monto de los marcadores aplicables en ese punto geográfico.

77. Perupetro estima que la obligación a cargo del Contratista de informar sobre los mercados de consumo final implica realizar un esfuerzo adicional para determinar, a través de sus compradores, en dónde habrá de ser el lugar de consumo final del gas natural, ya que solo así se lograría el propósito establecido en el Contrato de Licencia y los Acuerdos de Valorización²⁹.
78. Es por ello que, cuando Perupetro advirtió en 2010 esta situación, encomendó a Galway que determinara en dónde fueron consumidos los diez cargamentos de gas natural y ésta determinó desde un inicio que el gas natural no habían sido regasificado en las terminales de importación de los Estados Unidos. Después de la respuesta del Consorcio en el sentido de que había informado a Perupetro conforme a la obligación y el alcance establecido en el Contrato de Licencia. Posteriormente, el Consorcio manifestó que no podía suministrar dicha información³⁰, y, con base en ello, Perupetro nuevamente solicitó del Consorcio³¹ que verificará el destino final de los cargamentos.
79. Perupetro señala que, ante su nueva solicitud, Pluspetrol envió a Grupo Repsol dos comunicaciones solicitando aclaraciones con respecto a los mercados de consumo final del gas natural. Repsol Comercializadora de Gas respondió a Pluspetrol afirmando, en dos comunicaciones del 13 de febrero de 2012 de Grupo Repsol y Repsol Comercializadora de Gas³² que Offtaker Repsol ya no llevaría cargamentos a ninguna terminal para la cual se

²⁹ Memorial de Contestación, párrafo 118; Dúplica, párrafos 108-109.

³⁰ Carta de Pluspetrol a Perupetro No. PPC-CO-12-0110-GOB-2012 del 22 de febrero de 2012, Anexo C-032.

³¹ Carta de Perupetro a Pluspetrol No. GGRL-SUPC-GFSA-027-2012 del 9 de enero de 2012, y carta notarial de Perupetro a Pluspetrol No. GGRL-SUPC-GFS-0114-2012 del 30 de enero de 2012, Anexos C-020 y C-023.

³² Anexos C-030 y C-031.

aplique el marcador Henry Hub, excluyendo aquellos cargamentos con destino al terminal del puerto de Manzanillo, México, dado los compromisos adquiridos por la Comisión Federal de Electricidad en México.

80. Al decir de Perupetro, en las comunicaciones enviadas por Pluspetrol a las entidades del Grupo Repsol, es evidente que aquella era consciente de una desviación en los cargamentos, puesto que hace referencia justamente, a que “[el] requerimiento, amerita una respuesta inmediata y fehaciente que demuestre el mercado final de consumo real, coincide con las terminales de regasificación del puerto de descarga denunciado, siendo su Compañía la habilitada para proveer dichas precisiones”³³. Para Perupetro, el Contratista entendía bien que los documentos de desembarque debían reflejar el mercado de consumo final³⁴ y no simplemente la primera descarga.
81. En cuanto a la posición de las Demandantes en el sentido de que el Contratista no debe de tener la carga de seguir la molécula de gas en toda la cadena de valor hasta en el punto dónde sea su consumo - entendido éste como el punto donde se quema la molécula³⁵, la posición de Perupetro ha sido que no se requiere del rastreo de cada molécula de gas natural proveniente del Lote 56 hasta el punto en donde se quema en una estufa de gas, sino que deben identificarse exclusivamente las terminales de importación conectadas con el mercado en donde el gas natural habrá de ser distribuido para consumo, ya que esto determinará el marcador que será utilizado para el cálculo de las regalías. Argumenta que no es necesario seguir el cargamento de gas más allá del punto de regasificación o inyección en ductos para su consumo local³⁶.
82. Relacionado con el punto anterior, Perupetro también rechaza el argumento de las Demandantes respecto a que la molécula se mezcla al momento del descargo en una terminal de importación en los tanques de importación con moléculas de gas de otros lotes y por ello pierde la capacidad de ser identificada y su destino se vuelve imposible de seguir. En este

³³ Carta de Pluspetrol a Repsol YPF del 31 de enero de 2012, Anexo C-024.

³⁴ Memorial de Contestación, párrafo 133.

³⁵ Memorial de Demanda, párrafos 163, 180-181, 184-185, 197 y 210.

³⁶ Memorial de Contestación, párrafo 137; Dúplica, párrafos 42 y 73.

sentido, Perupetro ha tomado la postura de que la obligación del Contratista no es rastrear las moléculas en particular del Lote 56, sino la cantidad de gas natural extraída del Lote 56, que es distinto. Hace incluso referencia al hecho de que antes de ser licuefactado el gas natural en la Planta LNG, ya ha sido mezclado con gas del Lote 88³⁷.

83. Por último, y respecto al argumento de las Demandantes en el sentido de que no controlan el gas una vez que este se licua en la Planta LNG en Perú, y que es el comercializador Offtaker Repsol quien vende el gas a un tercero, mismo comprador que a su vez lo puede vender a otros terceros compradores en el mercado, Perupetro señala que no es necesario para el Consorcio controlar todos estos puntos o agentes, sino sólo saber dónde se consumen los cargamentos de gas natural y, toda vez que es esta la información que se obligaron a entregar a Perupetro conforme al Contrato de Licencia, la misma pudo haberse obtenido por el Consorcio a través de mecanismos contractuales impuestos al comprador con quien establecen una relación contractual³⁸.
84. En base al informe preparado por Galway³⁹, en el cual se identifican los precios obtenidos por Repsol Comercializadora por el gas natural que fue vendido por éste *offtaker*, Perupetro concluye que Offtaker Repsol sabía claramente que el gas natural no habría de ser consumido en los Estados Unidos de América, puesto que el precio que recibió Repsol por el gas natural es significativamente superior al marcador Henry Hub para el mercado en que se descargaron nominalmente los diez cargamentos en la costa del Golfo de México de los Estados Unidos de América⁴⁰. Resultaba evidente que no habría de ser consumido en ese punto el gas natural.

C. Posición de las Demandantes

85. Como ha quedado señalado anteriormente, las Demandantes han reconocido que, si bien es cierto que el arbitraje fue iniciado por ellos, esto fue a raíz de la invocación por parte de

³⁷ Memorial de Contestación, párrafos 140-141.

³⁸ *Ibid.*, párrafos 142-147.

³⁹ Primer Informe Galway, párrafo 194, Anexo RWE-005; Informe de Experto de Carlos Lapuerta, The Brattle Group del 23 de diciembre de 2013 (“Primer Informe de Brattle”), párrafo 38, Anexo RWE-006.

⁴⁰ Memorial de Contestación, párrafo 149.

Perupetro de la cláusula de terminación bajo el Contrato de Licencia, después de que esta comunicó al Contratista el presunto incumplimiento, y su intención de dar por terminado el Contrato de Licencia en la carta de fecha 19 de julio de 2102⁴¹. Toda vez que el Contratista niega la existencia de dicho incumplimiento, señala que no tuvo más remedio que referir el asunto a arbitraje para evitar la terminación del Contrato y la pérdida de sus inversiones en Perú⁴². Por tal motivo, si Perupetro es quien sostiene la existencia de un incumplimiento, las Demandantes señalan que es ésta quien tiene la carga de probar no solamente la existencia del incumplimiento, sino de determinar el monto de la obligación incumplida⁴³.

86. Sin embargo, y tal como ha sido mencionado anteriormente, el Tribunal Arbitral toma nota que Perupetro ha descartado la terminación del Contrato de Licencia, aunque lo califica y señala que esto será siempre y cuando el Contratista cumpla sus obligaciones de pago de regalías. Al respecto ha afirmado que “.... *Perupetro no tiene la intención de [ponerle fin al contrato]..... Si las Demandantes pagan el ajuste a las regalías que se adeudan por los diez cargamentos reexportados y se comprometen a cumplir con sus obligaciones contractuales de aquí en adelante, Perupetro prefiere no terminar su relación contractual con el Consorcio*”⁴⁴.
87. Las Demandantes rechazan las reclamaciones de Perupetro, señalando, en primer lugar, que ni las Demandantes ni empresa alguna de ellas han obtenido un beneficio derivado de mayores precios existentes en los mercados a los cuales Perupetro alegó que el Gas Natural Fiscalizado fue reexportado por terceros. Rechazan igualmente que las Demandantes se hayan “ahorrado” cantidad alguna en regalías por dicho concepto⁴⁵. Ni el Contratista ni su cadena de entidades afiliadas obtuvieron beneficios de los precios

⁴¹ Carta de Perupetro a Pluspetrol No. GGRL-SUPC-GFSA-0826-2012 del 19 de julio de 2012, Anexo C-039.

⁴² Réplica, párrafo 19.

⁴³ Memorial de Contestación, párrafo 10.

⁴⁴ *Ibíd.*

⁴⁵ Réplica, párrafo 3.

correspondientes a los mercados de valor más alto, por lo que esta premisa sobre la que Perupetro basa su reclamo es falsa⁴⁶.

88. Afirman que no existió incumplimiento alguno a las obligaciones del Contratista bajo el Contrato de Licencia o a los Acuerdos de Valorización, ya que éste cumplió cabalmente con aquéllas que le son impuestas. Con respecto al tema en controversia, añaden que las obligaciones impuestas consisten en presentar documentación que acredite la descarga de los embarques de LNG en las terminales de descarga que, en el caso de los diez embarques en cuestión, fueron en Freeport, Sabine Pass y Cameron en la costa del Golfo de México de los Estados Unidos de América.
89. Las Demandantes no niegan que, cuando menos una parte del LNG relacionado a los diez embarques en cuestión, haya sido reexportada por terceros desde las terminales en las que fueron descargadas y que finalmente hayan tenido como destino final un mercado distinto en donde se realizó el consumo – entendido éste como el lugar en donde se quema de la molécula de gas⁴⁷. Sin embargo, su posición al respecto es que después que el gas natural proveniente del Lote 56 en Perú producto de la concesión ha sido efectivamente descargado en el terminal de importación, el Contratista no tiene capacidad de identificar qué ocurre con él, puesto que (i) no solamente no es parte a las operaciones de comercialización posteriores en forma directa o indirecta, sino que, además, (ii) el gas se mezcla con volúmenes de otras fuentes, por lo que resulta imposible identificarlo con el gas que proviene del Lote 56⁴⁸.
90. El Contratista añade que no tiene obligación tampoco de pagar las regalías basadas en marcadores distinto de los acordados para el terminal de descarga. Afirman incluso que, aún si fuera físicamente posible y comercialmente factible rastrearlo, que no es el caso, dicho rastreo que Perupetro ha exigido no fue acordado por las partes⁴⁹.

⁴⁶ *Ibíd.*, párrafo 150.

⁴⁷ *Ibíd.*, párrafo 7.

⁴⁸ *Ibíd.*

⁴⁹ *Ibíd.*, párrafo 9.

91. El Contratista sostiene sus afirmaciones en base a una interpretación conforme a derecho Peruano. Para tal efecto, acude a los expertos Dra. Shoschana Zusman y Dr. Alberto Varillas, para concluir que los métodos de interpretación contemplados bajo el Código Civil Peruano, esto es, la interpretación literal, el método sistemático y el método funcional, así como a la interpretación de buena fe, el método histórico o global, y el método de la naturaleza y objeto, reconocidos por la doctrina, apoyan su posición de que el Contrato de Licencia y los Acuerdos de Valorización deben de ser interpretados en conjunto y de conformidad con su texto, ya que no existe una jerarquía entre el Contrato de Licencia y los Acuerdos de Valorización. En conjunto, constituyen un solo contrato con categoría de Contrato Ley. Confirman que así lo respalda desde su punto de vista el subacápite 1.15 del Contrato de Licencia que define qué es el contrato, y esta disposición señala: *“El presente acuerdo al que han llegado las partes, en el cual se estipulan los términos y condiciones que se encuentran contenidos en este documento y en los anexos que los integran. Comprende los acuerdos adicionales en virtud del Contrato y las modificaciones a las que, de común acuerdo, lleguen las partes conforme la ley”*⁵⁰.
92. A diferencia de lo que sostiene Perupetro, en el sentido de que los Acuerdos de Valorización son accesorios, las Demandantes consideran que las disposiciones específicas de los Acuerdos de Valorización no solamente complementan sino hacen viables las disposiciones del Contrato de Licencia en cuanto al cálculo de regalías se refiere, ya que las disposiciones del Contrato de Licencia son genéricas y requieren términos y condiciones para su aplicación⁵¹.
93. En respuesta a las manifestaciones hechas por la Demandada respecto a presuntos entendimientos que tuvieron las partes durante las negociaciones del Contrato de Licencia y los Acuerdos de Valorización, sostienen que bajo el derecho Peruano las tratativas no forman parte del contrato, y así lo afirma en su segundo informe la Dra. Zusman⁵². Sobre el particular, las Demandantes manifiestan que la *“común intención de las partes”*, es decir,

⁵⁰ *Ibíd.*, párrafo 34, citando el subacápite 1.15 del Contrato de Licencia, Anexo C-002.

⁵¹ *Ibíd.*, párrafos 39-40.

⁵² Segundo Informe Pericial de Shoschana Zusman del 15 de mayo de 2014, párrafo 22.

las declaraciones o manifestaciones de voluntad que salen del ámbito interno de cada una de las partes, deben de ser evidenciada y por lo tanto la voluntad interna no tiene valor como manifestación de la voluntad⁵³. Añaden que ningún presunto “entendimiento común” que hubiera podido ocurrir durante las tratativas o en el momento de la celebración del Contrato de Licencia o los Acuerdos de Valorización que no fue plasmado en el texto podría prevalecer sobre lo dispuesto por el Contrato de Licencia.

94. Por otra parte, respecto de la postura de Perupetro en el sentido de que la obligación de identificar el mercado en el que se realizará el consumo final, y que esta obligación implica que el monto de las regalías debe de ser en función del mercado en donde el LNG es regasificado y consumido finalmente, las Demandantes argumentan que no existe en el Contrato de Licencia ni en los Acuerdos de Valorización referencia alguna al concepto de “regasificación” del LNG, y por lo tanto es improcedente atribuirles la responsabilidad sobre un concepto no pactado⁵⁴.
95. Además, la literalidad del texto del subacápite 8.4.4 que establece en su introducción “*Para la determinación del Valor de Referencia del Gas Natural Fiscalizado cuyo destino sea la Planta LNG ...*”, esto se refiere al gas natural producido en el Lote 56, medido en un punto de fiscalización de la producción, y que la Planta LNG es aquella que trata el gas natural para su exportación. Pero no se refiere, añaden, a ningún otro gas natural, y por lo tanto el gas objeto de la descarga debe de ser gas de fuente Peruana.⁵⁵ También mencionan que el propio Contrato de Licencia contiene en el inciso (a) de este subacápite 8.4.4 una regla que exige que los marcadores correspondan a “*un punto de transacción cercano al terminal de importación, que reciba el Gas Natural de la Planta LNG*”. Esto es, las Demandantes señalan que las partes entendían que el punto relevante para determinación de las regalías sería el terminal de importación que reciba el gas natural, vinculando así la frase “*el*

⁵³ Réplica, párrafo 49, citando el Primer Informe Pericial de Shoschana Zusman del 19 de agosto de 2013 (“Primer Informe de Zusman”), párrafo 20.

⁵⁴ Réplica, párrafos 57 y 58.

⁵⁵ *Ibid.*, párrafo 59, citando la primera frase del subacápite 8.4.4.

mercado de consumo final". No tendría sentido esperar que el Contratista rastreara el gas más allá de dicha terminal.

96. Cuando las partes negociaron los Acuerdos de Valorización en cumplimiento a lo establecido en subacápite 8.4.4(c) del Contrato de Licencia, lo que hicieron al decir de las Demandantes, fue especificar lo que entendían por "consumo final", en forma consistente con lo establecido en el Contrato de Licencia. Así, la expresión "*mercados en los que se realizará el consumo final*" fue definido como "*el terminal de importación que reciba el Gas Natural de la Planta LNG*" (según se expresa en el numeral 2.8 del Acuerdo de Valorización Provisional) o "*el terminal de importación en el cual efectivamente se descargue el Gas Natural de la Planta LNG*" (según se expresa en el numeral 2.7 del Acuerdo de Valorización Definitivo)⁵⁶.
97. Conforme a lo anterior, concluyen las Demandantes, los Acuerdos de Valorización no constituyen una modificación al Contrato de Licencia, sino una interpretación de sus términos.
98. Respecto de la interpretación del Contrato de Licencia y los Acuerdos de Valorización bajo el principio de la buena fe, según el objeto y naturaleza, las Demandantes sostienen que la postura de Perupetro es contraria a este principio, ya que la obligación de dar seguimiento al gas natural hasta el punto de consumo y extinción de la molécula resulta impráctica e irrazonable, puesto que esto no implica simplemente tratar de obtener información a través de fuentes que pudieran ser estándar en la industria, de asociaciones de industria, o pidiendo información a empresas afiliadas de los miembros del Contratista, como lo alega Perupetro. El Contratista no puede hacerlo ya que no participa en los negocios de comercialización del LNG posteriores a la operación de compraventa del Gas natural Fiscalizado a la Planta LNG⁵⁷.
99. Las Demandantes estiman⁵⁸ que, al esgrimir este argumento, la Demandada:

⁵⁶ *Ibíd.*, párrafo 65.

⁵⁷ *Ibíd.*, párrafos 70-73.

⁵⁸ *Ibíd.*, párrafo 76.

- a) Ignora que el Contratista no puede determinar el lugar de regasificación por medio de información pública y menos aún en el plazo determinado en el Contrato;
 - b) Ignora que no puede exigirse al Contratista determinar el lugar de regasificación por medio de sus afiliadas;
 - c) Distorsiona las Cláusulas de Desvíos de Cargamentos contenidas en los Acuerdos de Valorización;
 - d) Desconoce los hechos que llevaron a las partes a precisar en los Acuerdos de Valorización que la obligación del Contratista es acreditar la descarga;
 - e) Distorsiona el concepto del Valor Mínimo de Valorización o “VMV” en la Licencia y pretende otorgar valor jurídico a las motivaciones internas de Perupetro;
 - f) Distorsiona el objetivo de las partes de “maximizar el valor” de los recursos naturales del Lote 56; y
 - g) Distorsiona el significado de los documentos que intercambiaron las partes relativos a la estructura comercial del negocio de LNG durante la negociación de la Licencia.
100. El imponer la obligación al Contratista de determinar el lugar en donde se lleva a cabo la regasificación no resulta factible a través de medios de información pública. Sostienen que el informe llevado a cabo por Galway Group, asesor y experto de Perupetro, incluso recurre a información privada para su análisis. Los expertos de las Demandantes, David DeRamus y Chris Gulick manifestaron en su informe los obstáculos para identificar los puntos de regasificación y señalaron, además, que la información que puede ser desprendida de operadores marítimos y asociaciones de industria muestra que no se puede dar seguimiento al LNG un vez que este fue descargado del barco correspondiente en la primer terminal de descarga en la que se mezcla con gas natural proveniente de otras fuentes⁵⁹.

⁵⁹ *Ibíd.*, párrafos 79 y 80, en los que citan al Segundo Informe de David W. DeRamus y Christopher G. Gulick, párrafos 100, 136 y 91, respectivamente.

101. Mencionan también que los métodos contables que pudieren ser aplicados para determinar el destino del gas, una vez que sea descargado y mezclado con gas de otros lugares, hacen difícil encontrar el destino. Asimismo, dar seguimiento al mercado en dónde se extingue la molécula después de su regasificación, haría inviable el cumplimiento con los plazos para el pago de regalías establecidos en el Contrato de Licencia y la emisión del certificado de pago de regalías que establece el propio Contrato⁶⁰. Ello, puesto que la cláusula 3.2.2 del Acuerdo de Valorización Definitivo estableció una fecha para realizar el cálculo de regalías, y un ajuste de 60 días posterior. Sin embargo, la información de los terminales de importación en los Estados Unidos se hace pública en forma trimestral, y la información anual se publica hasta nueve meses después del final del año correspondiente⁶¹. Por lo tanto, cumplir como lo exige Perupetro “*resulta absolutamente irrazonable, impracticable e incluso imposible de cumplir*” al decir de las Demandantes⁶². Las consecuencias comerciales, logísticas y económicas que provocaría la posición de Perupetro hacen inimaginable que estos puntos no se hubieran incorporado en el Contrato de Licencia⁶³.
102. Respecto de las posibles relaciones societarias que pudieran existir entre uno de los miembros del Contratista, (Repsol Exploración Perú) y Repsol Comercializadora (offtaker de LNG hasta el 31 de diciembre de 2013), esto resulta irrelevante desde el punto de vista de las Demandantes ya que, entre otros, Repsol no controla la cadena de suministro, y la actividad de Repsol Perú en el *upstream* está limitada a una participación del 10% en el capital del Contratista, y a un 20% de la planta de licuefacción (Perú LNG S.R.L.), lo cual no le otorga control alguno sobre actividad de licuefacción. El hecho de que otros miembros del Contratista (SK Perú y Repsol Exploración Perú) tuvieran una participación indirecta en la Planta LNG, o que un miembro del Contratista (Hunt Perú) estuviera relacionado a través de su casa matriz con otras empresas que tienen una participación indirecta, resulta también irrelevante puesto que, argumentan, se trata de entidades distintas, y no existe una

⁶⁰ Réplica, párrafo 87.

⁶¹ *Ibíd.*, párrafo 88.

⁶² *Ibíd.*, párrafo 89.

⁶³ *Ibíd.*

obligación que se imponga a los accionistas directos e indirectos en el cumplimiento de aquellas que corresponden bajo el Contrato de Licencia⁶⁴.

103. En cuanto a la pretensión de Perupetro en el sentido de que los numerales 3.1.3, 3.1.4 y 3.1.5 del Acuerdo de Valorización Definitivo sean interpretados en el sentido de que el Contratista estaba obligado a perseguir los cargamentos reexportados hasta el punto de regasificación de una cantidad equivalente del gas, sostienen que lo que es relevante para efectos del Contrato de Licencia es el punto en donde ocurre la descarga de gas natural. Cuando el Acuerdo de Valorización Definitivo señala “*el destino final real*” en el inciso 3.1.3, la obligación del Contratista es el calcular las regalías teniendo en cuenta el marcador aplicable al terminal donde efectivamente se descargue el gas natural. Así, los reportes de descarga (*discharge reports*) deben de ser los que determinan el lugar de consumo. Las Demandantes argumentan que los tres numerales hacen referencia al “*terminal de importación en el cual efectivamente se descargue el gas natural*”, y sus términos confirman que las obligaciones del Contratista únicamente llegan hasta el punto de descarga del gas proveniente del Lote 56 por parte del Offtaker⁶⁵. En las reexportaciones, añaden, ya se ha producido una descarga efectiva del gas natural licuefactado, en una terminal, y por lo tanto ha habido una mezcla del gas natural del Lote 56 con gas de otras fuentes. A partir de este momento no es factible rastrear el destino del gas natural del Lote 56.
104. En contestación al argumento de Perupetro en el sentido de que las partes acordaron que el terminal de importación “que reciba” o “en la cual efectivamente se descargue” el gas natural de la planta LNG era bajo el entendimiento de que el LNG sería regasificado en ese mismo mercado, las Demandantes han rechazado que este haya sido el entendido del Contratista o que la misma Perupetro haya expresado que ese haya sido su entendimiento durante el curso de la negociaciones o la suscripción de los acuerdos de valorización, y ofrecen las declaraciones testimoniales de varios testigos de hecho⁶⁶. Por el contrario, la

⁶⁴ *Ibíd.*, párrafos 95-97.

⁶⁵ *Ibíd.*, párrafo 107.

⁶⁶ Réplica, párrafo 112, en donde citan la Segunda Declaración Testimonial de Natalio Battaglia del 15 de mayo de 2014 (“Segunda Declaración de Battaglia”), párrafos 6-9; Declaración Testimonial de Guillermo Mirande del 15 de mayo de 2014 (“Declaración de Mirande”), párrafos 14-15; Primera Declaración Testimonial de Mark Aertker del 16

evidencia demuestra que la preocupación de las partes era el punto de descarga efectiva, y no lo que sucedería con el gas LNG una vez que hubiere ingresado en un mercado extranjero. Según las Demandantes, Perupetro contó durante las negociaciones de los Acuerdos de Valorización con la asesoría de Galway, y el informe que fue recibido por Perupetro el 17 de agosto de 2010 (antes de la firma del Acuerdo de Valorización Definitivo), confirmado esto que Perupetro y sus asesores no estaban asumiendo que la regasificación ocurriría inmediatamente, ni necesariamente en el terminal de descarga⁶⁷.

105. También en respuesta al argumento de Perupetro en el sentido de que las partes incluyeron la palabra “*efectivamente*” en la cláusula 2.7 del Acuerdo de Valorización Definitivo para asegurar que el gas natural sea descargado para ser consumido y no sea enviado a un mercado distinto al que se considerara para la determinación del valor de referencia, las Demandantes señalan que esto es falso e inconsistente con la afirmación de Perupetro en el sentido de que no había oído hablar de la práctica de reexportación del LNG sino hasta al año 2011⁶⁸.
106. Ahora bien, en una interpretación literal de lo que significa la palabra “efectivamente”, manifiestan que es un adverbio que significa *real y verdaderamente* y, en este caso, califica la frase “se descargue”. Según la opinión de la Dra. Zusman, este es el lugar “*donde efectivamente se descarga el gas natural de la planta LNG*”⁶⁹. Natalio Battaglia, uno de los testigos ofrecido por las Demandantes, explicó en su declaración que el término fue incluido a propuesta del propio Contratista para ser consistentes con los reportes de descarga, y evitar confusiones en caso de que un barco tocara otros puertos antes de descargar el LNG⁷⁰. En la medida en que el punto de regasificación no represente exactamente “el mercado de consumo final”, entendido como extinción de las moléculas de gas, ello hace difícil

de agosto de 2013, párrafos 37-38; y Segunda Declaración Testimonial de Mark Aertker del 15 de mayo de 2014, párrafo 4.

⁶⁷ Réplica, párrafo 114; Galway Group, Determinación del Valor de Referencia para la Producción de Gas Natural en el Lote 56 – Reporte Final de agosto de 2010, Anexo C-055.

⁶⁸ Esto, sobre la Primera Declaración de Béjar, párrafo 22, Anexo RWE-001 y la Primera Declaración de Mogollón, párrafo 34, Anexo RWE-003, citadas en el Memorial de Contestación, párrafo 86.

⁶⁹ Primer Informe de Zusman, párrafo 69, página 31.

⁷⁰ Segunda Declaración de Battaglia, párrafo 9.

asignarle valor a las declaraciones de los testigos de Perupetro que afirmaron que los Acuerdos de Valorización fueron firmados en el entendido de que el gas se regasificaría y consumiría cerca del terminal de importación⁷¹. Al decir de las Demandantes, la regasificación no garantiza que el consumo se realice en el mismo mercado.

107. Por lo tanto, las Demandantes concluyen que no resulta factible interpretar el Contrato de Licencia conforme al principio de buena fe, y llegar a la conclusión de que las palabras pactadas deben de entenderse como el lugar en donde se lleva a cabo la regasificación, ello como punto relevante para el cálculo de las regalías que deben de ser cubiertas⁷².
108. En otra línea de argumentación, las Demandantes han señalado que Perupetro ha distorsionado lo que las partes entendieron por “maximizar el valor” de los recursos naturales del Lote 56. El Contrato de Licencia no debe de ser leído de tal manera que requiera que las regalías sean pagadas en base al valor de un marcador en el punto de regasificación, a efecto de incrementar los ingresos de Perupetro y el Contratista, en contraste con la utilización del marcador relacionado con el punto de descarga⁷³. Agregan que la verdadera lógica económica del Contrato de Licencia implica considerar que en el Lote 56 se extraen no solamente el gas natural en su estado gaseoso, sino también los líquidos del gas natural. Esto implica que deben de encontrarse fórmulas para colocar el gas que se extrae de manera simultánea, y lo que las partes pretendían no era otra cosa sino lograr el mejor aprovechamiento del valor económico de ambos recursos, tanto los líquidos del gas natural como el gas natural, y por ello incluyeron cláusulas “*take or pay*” en sus contratos que puede provocar que un Offtaker descarge el gas natural en mercados con gran liquidez, aunque no sean los que ofrecen un precio más alto⁷⁴.
109. Si bien es cierto que algunas presentaciones que fueron hechas por Pluspetrol y Hunt Oil contemplan la referencia a la cadena de valor del gas natural, e incorporan la regasificación,

⁷¹ Primera Declaración de Béjar, párrafo 18, Anexo RWE-001; Primera Declaración de Mogollón, párrafo 26, Anexo RWE-003.

⁷² Réplica, párrafo 133.

⁷³ *Ibíd.*, párrafo 134.

⁷⁴ *Ibíd.*, párrafo 137.

y en última instancia, el consumo, esto no implica que se tuviera intención de extender las obligaciones del Contratista hasta llegar a la fase de regasificación y extinción del gas, cuyas fases ni siquiera pertenecen al negocio de las Demandantes⁷⁵. Basados en las declaraciones de Jorge Liceti, de Pluspetrol, y Guillermo Mirande⁷⁶, de Tecpetrol, las Demandantes manifiestan que, a diferencia de lo que sugiere Perupetro, el propósito de dichas presentaciones fue entender el proyecto de licuefacción y exportación del gas natural del Lote 56 y, en particular, el proyecto de exportación de gas natural a Manzanillo, México. Es decir, muestra una descripción de la cadena LNG, pero no revela ningún entendimiento de las partes con respecto al cálculo de la regalía⁷⁷.

VI. PETICIONES DE LAS PARTES

A. Las Demandantes

110. Tanto en su Memorial de Demanda del 19 de agosto de 2013, como en la Réplica sobre el Fondo y Contestación a la Reconvención de la Demandada del 16 de mayo de 2014, las Demandantes solicitaron al Tribunal Arbitral lo mismo, esto es, que:
- a) Declare que el Subacápite 8.4.4 de la Licencia debe ser interpretado y aplicado de forma conjunta con los Acuerdos de Valorización, y concluya que la expresión “*mercados en los que se realizará el consumo final del Gas Natural Fiscalizado*” a que se refiere el primer párrafo del literal (a) del Subacápite 8.4.4 es el terminal de importación de cada cargamento de gas natural licuado obtenido y embarcado en la Planta LNG;
 - b) Declare que las Demandantes han cumplido con lo estipulado en el Contrato de Licencia, al haber calculado y pagado las regalías correspondientes a los Periodos de Valorización en los que se realizaron embarques de LNG que fueron descargados en los terminales de

⁷⁵ *Ibid.*, párrafos 139-140.

⁷⁶ Segunda Declaración Testimonial de Jorge Liceti del 15 de mayo de 2014, párrafo 6; y Declaración de Mirande, párrafo 12.

⁷⁷ Réplica, párrafo 141.

Freeport, Sabine Pass y Cameron en base al Valor de Referencia pactado por las partes para dichos terminales;

- c) Declare que las Demandantes no adeudan suma alguna a Perupetro por tal motivo;
- d) Declare que Perupetro no tiene derecho a terminar el Contrato con base en el alegado incumplimiento por las Demandantes de la obligación de pago de regalías del Gas Natural Fiscalizado correspondientes a los Periodos de Valorización cuestionados por Perupetro;
- e) Ordene que Perupetro reembolse a las Demandantes todos los costes incurridos por ellas en la resolución de esta controversia, incluyendo los costes asociados con el presente procedimiento arbitral que Perupetro ha forzado (que incluyen, entre otros, honorarios y gastos de los árbitros, CIADI, asesoramiento legal, peritos y consultores); y
- f) Ordene cualquier otra reparación a las Demandantes que el Tribunal considere apropiada en las circunstancias.

B. Perupetro

111. En su Memorial de Contestación Sobre el Fondo y Reconvención de la Demandada del 22 de diciembre de 2013, la Demandada solicitó del Tribunal Arbitral:

- a) declare que las Demandantes están obligadas en virtud del Contrato de Licencia de informar a Perupetro sobre el mercado de consumo final del gas del Lote 56;
- b) declare que las Demandantes están obligadas a pagar regalías sobre la base de los mercados de consumo final.
- c) declare que las Demandantes han incumplido sus obligaciones de conformidad con el Contrato de Licencia para los diez cargamentos en disputa;
- d) otorgue a Perupetro, por concepto de daños y perjuicios generados por el incumplimiento alegado del Contrato del Lote 56 de las Demandantes, el monto de USD\$52.276.230 dólares, más interés a una tasa del 6.10%, calculado desde la fecha en que las Demandantes pagaron parcialmente las regalías por los diez cargamentos en disputa hasta la fecha de

pago del laudo, compuesto anualmente. Aclaran que el monto de los daños más intereses calculado de manera provisional al 31 de diciembre de 2013 es de USD\$62.440.689;

- e) otorgue a Perupetro sus costos, incluyendo los honorarios de abogados, que haya incurrido en estos procedimientos; y
- f) otorgue a favor de Perupetro toda otra reparación que el Tribunal pueda determinar que sea justa y equitativa.

112. Posteriormente, en su escrito de Dúplica de la Demandada sobre el Fondo y Réplica a la Reconvencción del 5 de agosto de 2014, Perupetro ratificó sus peticiones originales con una modificación a la tasa anual de interés sobre el monto de daños reclamados para incrementarla de 6.10% a 6.25% sobre saldos insolutos, y las fechas para su cálculo.

VII. ANÁLISIS DE CUESTIONES DE FONDO

113. Tal y como se ha mencionado antes, no existe controversia entre las partes sobre los hechos que dan origen a la disputa. Algunos puntos de hecho serán referidos en este análisis adelante.

114. No existe tampoco controversia respecto del derecho aplicable a la relación contractual entre las partes. Coinciden en que aplica el derecho peruano, y hay coincidencia también en la legislación dentro del Perú que debe aplicar para la resolución de la disputa. Ambas partes y sus expertos legales han citado a la legislación peruana aplicable, básicamente, disposiciones de la Constitución Política del Perú, el Código de Comercio, el Código Civil, y la Ley de Hidrocarburos.

115. Como ha quedado evidenciado en la descripción de las posiciones de las partes, la disputa se concentra entonces en la interpretación y alcance de las obligaciones a cargo del Contratista bajo el Contrato de Licencia y los Acuerdos de Valorización. Ello detona las diferencias en los marcadores de precio para la venta del gas natural que debían ser utilizados para el cálculo de regalías, y el monto de las regalías que, al decir de Perupetro, debería pagar el Consorcio a Perupetro respecto de diez cargamentos de gas natural vendidos por el

Contratista a la Planta LNG que fueron exportados de Perú entre los meses de diciembre de 2010 y mayo de 2011.

116. Existen distintos cuestionamientos que surgen de las alegaciones que han sido descritas en el capítulo de Posiciones de las Partes, que pueden ser expresados como sigue:
- a) ¿Cómo se determina la regalía que debe pagar el Contratista por el Gas Natural Fiscalizado cuyo destino sea la exportación?
 - b) ¿Cuáles son los marcadores que determinarán el valor del Gas Natural Fiscalizado y, en consecuencia, la regalía que debe cubrir el Contratista a Perupetro?
 - c) Si los Acuerdos de Valorización modificaron los términos del Contrato de Licencia y, en este sentido, si bajo el derecho peruano existe una subordinación de los Acuerdos de Valorización al Contrato de Licencia;
 - d) Si el Valor de Referencia del Gas Natural Fiscalizado cuyo destino sea la Planta LNG se determina en base a los mercados en donde se realizará el consumo final del Gas Natural Fiscalizado, ¿qué debe interpretarse como “mercado de consumo final”?
 - e) ¿Cuáles son las obligaciones que tiene el Contratista posteriores a la venta del Gas Natural Fiscalizado a la Planta LNG para determinar cuál el precio realizado por dicho gas en el mercado de consumo final? y
 - f) ¿Cuáles son los alcances de la obligación establecida en el acápite 8.4.4 (a) del Contrato de Licencia a cargo del Contratista de informar sobre los mercados en los que se realizará el consumo final del Gas Natural Fiscalizado, así como los cambios y existencia de nuevos mercados?
117. Bajo el Contrato de Licencia, la estructura para el pago de las regalías que debe pagar el Contratista es la siguiente. En primer lugar, la regalía debe cubrirse sobre la base de “Hidrocarburos Fiscalizados” valorizados en uno o más “Puntos de Fiscalización de la Producción” (según se definieron estos términos capitalizados en la Clausula Primera del Contrato de Licencia). Los Hidrocarburos Fiscalizados incluyen (i) petróleo, (ii) gas natural, y (iii) líquidos del gas natural. Tratándose del Gas Natural Fiscalizado, el Contrato distingue

entre (a) aquél que tiene como destino el consumo interno dentro del propio Perú, por un lado, y (b) aquél cuyo destino es la Planta LNG (que habrá de licuefactarlo) para su posterior venta al mercado de exportación⁷⁸. Para cada uno de estos dos últimos supuestos, el cálculo de la regalía depende del Valor de Referencia⁷⁹ del Gas Natural Fiscalizado atendiendo a su contenido calórico y el precio⁸⁰. Dependiendo del precio, que puede ser menor o mayor a ciertos parámetros, la regalía puede ser entre el 30% y el 38% del valor de Gas Natural Fiscalizado, según el precio en dólares, moneda de curso legal de los Estados Unidos de América, por millón de Btu⁸¹.

118. En el caso de Gas Natural Fiscalizado, que es el gas natural respecto del cual versa la controversia, aplican ciertas reglas contenidas en el acápite 8.4.4 del Contrato de Licencia. Para determinar el Valor de Referencia, las partes acordaron, entre otros puntos, que se deberá aplicar un marcador que las partes habrán de determinar para cada uno de los mercados *“en los que se realizará el consumo final del Gas Natural Fiscalizado”*⁸²:
- a) Para tal fin, el subacápite 8.4.4 (a) contempla que el Contratista debía informar a Perupetro, con una anticipación no menor a noventa (90) días naturales de la fecha de inicio de la *“Extracción Comercial”* (según quedó dicho término definido), aquéllos mercados en que se iba a realizar el consumo final del Gas Natural Fiscalizado.
 - b) Además, se acordó que durante la vigencia del contrato, el Contratista *“... informará de los cambios o existencia de nuevos mercados”*.
 - c) Cada marcador debe cumplir con dos requisitos: (i) debe corresponder a *“... un punto de transacción cercano al terminal de importación, que reciba el Gas Natural de la Planta*

⁷⁸ Subacápite 8.3.3 a) del Contrato de Licencia, Anexo C-002.

⁷⁹ Para efectos del Contrato de Licencia y el cálculo de la regalía, el Valor de Referencia quedó definido en el acápite 8.2.4 como sigue: “Es el representado por uno o varios marcadores, tales como ‘Henry Hub’, ‘SOCAL’, o el que acuerden las Partes, expresado en Dólares por millón de Btu, de publicación periódica cuyas cotizaciones en el mercado ‘spot’ aparezcan regularmente en el ‘Platts Gas Daily’ u otra fuente reconocida en la industria, acordada por las Partes y determinado de conformidad con el subacápite 8.4.4”.

⁸⁰ Contrato de Licencia, acápite 8.2.9, Anexo C-002.

⁸¹ *Ibíd.*, acápite 8.3.3.

⁸² *Ibíd.*, subacápite 8.4.4 a).

LNG” y (ii) su cotización en el mercado *spot* debe aparecer regularmente en el Platts Gas Daily u otra fuente reconocida por la industria hidrocarburífera y acordada por las partes.

119. Ahora bien, el subacápite 8.4.4 (c) establece:

c) *“Las Partes suscribirán un ‘Acuerdo de Valorización’ en el que establecerán los términos y condiciones adicionales a los que se detallan en este subacápite y que se requieran para su correcta aplicación.*

“En el ‘Acuerdo de Valorización’ se establecerá la periodicidad con que deberá revisarse los métodos y procedimientos que se acuerden. Las Partes podrán acordar la aplicación de otros métodos y procedimientos”

120. En primer lugar, el Tribunal Arbitral definirá si los Acuerdos de Valorización suscritos pudieron establecer obligaciones distintas que estén en conflicto con los términos del Contrato de Licencia. Aun y cuando las Demandantes señalan, con razón, que el Contrato de Licencia, en forma conjunta con el Acuerdo de Valorización Provisional y el Acuerdo de Valorización Definitivo, constituyen un “único contrato con categoría de contrato ley”, este concepto no puede tomarse en sentido pleno para considerar que los Acuerdos de Valorización tienen el mismo rango o jerarquía que el Contrato de Licencia. El subacápite 1.15 define al “Contrato”, y establece que comprende a la Licencia misma, como a *los acuerdos adicionales y las modificaciones a las que lleguen las partes*. Puede considerarse que los Acuerdos de Valorización sean “acuerdos adicionales”, como lo manifiesta Perupetro, pero ello no implica que al momento de suscribirlos sus términos puedan sustituir o modificar disposiciones del Contrato de Licencia.

121. Los Acuerdos de Valorización, por disposiciones expresa del subacápite 8.4.4 (c) del propio Contrato de Licencia, suplementan a este. Por su naturaleza, el Contrato de Licencia es un contrato principal, en tanto que los Acuerdos de Valorización son contratos accesorios. Las partes acordaron que se suscribiría un acuerdo de valorización para la “correcta aplicación” del Contrato de Licencia, y esto implica que estos deben complementarlo. Por ello, queda claro que no pueden contradecirlo o ir más allá para establecer términos y condiciones que se encuentren en conflicto con el contrato principal. Se encuentran supeditados al Contrato de Licencia.

122. Además, por cuestión de forma, ni el Acuerdo de Valorización Provisional ni el Acuerdo de Valorización Definitivo, siguieron el proceso de aprobación para lograr la jerarquía que tiene el Contrato de Licencia. Este último fue aprobado por Decreto Supremo. A este respecto, la Ley Orgánica de Hidrocarburos (Ley No. 26221) establece que un contrato, una vez aprobado y suscrito, solo podrá ser modificado “... *por acuerdo escrito entre las partes. Las modificaciones serán aprobadas por Decreto Supremo refrendado por los Ministros de Economía y Finanzas y de Energía y Minas...*”. Esto significa que cualquier acuerdo posterior que pretendiere modificar (y no simplemente complementar con el de lograr su aplicación), deberá seguir el mismo proceso de aprobación. Y cabe hacer mención de que los Acuerdos de Valorización no lo hicieron.
123. Por lo tanto, debe considerarse que tanto el Acuerdo de Valorización Provisional como el Acuerdo de Valorización Definitivo sólo pueden complementar al Contrato de Licencia, pero no pueden contradecir ni modificar sus términos.
124. Ahora bien, hay que tomar en cuenta el contexto dentro del cual se suscribió el Contrato de Licencia que incluye el acuerdo anterior. Fue negociado y firmado en el mes de septiembre de 2004, cuando apenas habría de iniciarse la labor de exploración del Lote 56 sujeto de la concesión por el Consorcio y años antes de que se iniciara o previera el inicio de la explotación comercial del gas natural proveniente de dicho lote. Así lo han reconocido las partes⁸³. Además, eran conscientes de que los términos del Contrato de Licencia, incluyendo los que corresponden a esta cláusula, habrían de estar vigentes por la duración acordada: 40 años tratándose de la explotación de gas natural.
125. Por ello, ambas partes han manifestado durante el procedimiento arbitral que previeron desde un inicio la necesidad de suscribir posteriormente “acuerdos de valorización” para lograr los propósitos señalados: establecer términos y condiciones adicionales que se requieran para la correcta aplicación de las disposiciones del acápite 8.4.4 del Contrato de Licencia.

⁸³ Memorial de Demanda, párrafo 55, citando la Primera Declaración de Jorge Liceti del 16 de agosto de 2013, párrafo 26; Memorial de Contestación, párrafo 69, citando la Primera Declaración de Béjar, párrafos 13 y 14, Anexo RWE-001.

126. Como consta en el expediente, con fecha 16 de diciembre de 2009 el Contratista notificó a Perupetro mediante carta No. PPC-LEG-09-187 los posibles mercados en los que se realizaría el consumo final del Gas Natural Fiscalizado: Norte América, Asia y Europa.
127. La primera fiscalización del gas natural proveniente del Lote 56 ocurrió el 24 de febrero de 2010. Sin embargo, después de llenado del ducto, fue hasta el 1 de abril de 2010 que se realizó la primera entrega de gas natural a la Planta LNG.
128. Pocas semanas después, y mediante carta No. PPC-LEG-2010-77 del 3 de junio de 2010, Pluspetrol señaló ciertos mercados específicos para ventas que serían realizadas entre los meses de junio y agosto de 2010: Energía Costa Azul en Baja California, México, Canaport en Canadá y España.
129. Toda vez que habrían de iniciar las exportaciones de gas natural en breve, las partes suscribieron el Acuerdo de Valorización Provisional el 17 de junio de 2010 en cumplimiento a lo dispuesto por el subacápite 8.4.4. del Contrato de Licencia. Respecto de los requisitos que debía cumplir cada marcador, las partes precisaron en el numeral 2.8 que el mercado en los que se realizaría el consumo final significaba “*el terminal de importación que reciba el Gas Natural de la Planta LNG*”.
130. En el Acuerdo de Valorización Provisional, las partes definieron, además, ciertos principios para la determinación del Valor de Referencia. Toda vez que ya habían sido designados mercados por el Contratista, establecieron:
- a) Marcadores Henry Hub, Algonquin City Gates y UK NBP para los destinos comunicados en la carta del 3 de junio de 2010 antes citada (numeral 3.1.1);
 - b) Que el cálculo de la regalía se efectuaría considerando el “*terminal de importación que se consigne en el(los) documento(s) de embarque, o la Declaración Jurada que se presente a Perupetro ...*” (numeral 3.1.2);
 - c) Que en caso de que el terminal de importación señalado en la documentación antes señalada fuere diferente al terminal de importación que reciba el gas natural y que forme parte de aquéllos identificados en el numeral 3.1.1, entonces, en ese caso “*se procederá a*

hacer los ajustes necesarios en la regalía que reflejen el destino final real del Gas Natural". (énfasis añadido);

- d) Se pactaron, además, otros supuestos parecidos en los que se promovió el acuerdo al que pudieren llegar las partes para determinar el marcador aplicable atendiendo al documento que acreditara el "*destino final del embarque*".
131. El Acuerdo de Valorización Provisional tenía una vigencia limitada de sesenta (60) días calendario a partir de su fecha de suscripción, aunque se pactó que su aplicación sería desde el 1º. de abril de 2010, fecha en la que inició la entrega de Gas Natural Fiscalizado a la Planta LNG.
132. En razón de su vigencia limitada, y atendiendo a la opción de prórroga contemplada en el numeral 4.1, las partes suscribieron el 16 de agosto de 2010 un instrumento denominado Primer Addendum al Acuerdo de Valorización Provisional, para extender su vigencia hasta el 13 de noviembre de 2010.
133. En paralelo, las partes celebraron el Acuerdo de Valorización Definitivo el 20 de octubre de 2010, que entraría en vigor de inmediato⁸⁴. Conforme a lo dispuesto en el numeral 4.1, su vigencia será indefinida, aunque las partes deberán no obstante revisarlo cada seis (6) meses para confirmar su aplicabilidad. Este mismo numeral dispone en el segundo párrafo que la modificación, eliminación, o adición de nuevos mercados o marcadores no implica una modificación del acuerdo, sino que simplemente podrá realizarse mediante un intercambio de cartas de propuesta y aceptación.
134. El Acuerdo de Valorización Definitivo sigue vigente a esta fecha, y los embarques que son motivo de la presenta disputa se realizaron ya durante su vigencia. Su texto es por tanto relevante. Toda vez que existen serias diferencias entre las partes respecto la interpretación de sus términos, la resolución de esta controversia por el Tribunal Arbitral resulta crítica no

⁸⁴ El numeral 4.1 del Acuerdo de Valorización Definitivo, Anexo C-017, dispone que entraría en vigencia a partir del Periodo de Valorización correspondiente a la fecha de su suscripción.

solo para el caso, sino también para establecer los parámetros de actuación de las partes hacia el futuro.

135. Existen varias diferencias entre el Acuerdo de Valorización Provisional y el Acuerdo de Valorización Definitivo. Para efectos de éste análisis, el Tribunal Arbitral sólo hará referencia a aquéllas diferencias que tienen incidencia en el caso.

136. El numeral 2.7 del Acuerdo de Valorización Definitivo establece como sigue:

“Conforme a lo establecido en los requisitos que debe cumplir cada marcador, se precisa que el ‘mercado en los que se realizará el consumo final’ a que se refiere el primer párrafo del literal a) del subacápite 8.4.4, es el terminal de importación en el cual efectivamente se descargue el Gas Natural de la Planta LNG”.

137. Como puede desprenderse, en tanto que el Acuerdo de Valorización Provisional establecía que para efectos del Contrato de Licencia el mercado en los que se realizará el consumo final será el terminal de importación que reciba el Gas Natural, el Acuerdo de Valorización Definitivo estableció que sería el terminal de importación en el cual efectivamente se descargue el Gas Natural.

138. Los numerales 3.1.4 y 3.1.5 de cada Acuerdo de Valorización tienen igualmente diferencias. En el Acuerdo de Valorización Provisional se hace referencia a documentos que acrediten el destino final del embarque, y en el Acuerdo de Valorización Definitivo se hace referencia a la documentación de desembarque (“discharge report”) que acredite el terminal de importación en el cual se haya efectivamente descargado el Gas Natural cuando el terminal de importación sea o no de aquéllos listados en el Anexo I del Acuerdo.

139. Además, en tanto que en el Acuerdo de Valorización Provisional se estableció que, para efectos de la determinación de la regalía, el cálculo se efectuaría considerando el terminal de importación que se consignara “en los documentos de embarque” para cada exportación, o en una “Declaración Jurada que se presente a PERUPETRO” en caso de que el Contratista no contare con los documentos de embarque (numerales 3.1.2 y 3.2.1), en el Acuerdo de Valorización Definitivo las Partes no sólo (i) eliminaron la posibilidad de acreditar el terminal mediante una Declaración Jurada del Contratista, sino que también (ii) hicieron especial énfasis en los numerales 3.1.4 y 3.1.5 para establecer como se indica en el

párrafo anterior que debería presentarse la “... *documentación de desembarque* (“*discharge report*”) *que acredite el terminal de importación en el cual se haya efectivamente descargado el Gas Natural...*”. En el supuesto de que el Contratista no tuviera la documentación de embarque, entonces se debería proceder conforme al numeral 3.1.6 que prevé promedios quincenales durante los Periodos de Valorización dependiendo del marcador más alto del mercado de destino.

140. Durante los intercambios de escritos entre las partes, y durante el examen de testigos durante la Audiencia, cada una de las partes señaló que ella había dado origen al cambio de lenguaje en el Acuerdo de Valorización para incorporar el vocablo “efectivamente”, y cada una expuso las razones para ello. Sin embargo, no coinciden. Por un lado, Perupetro ha señalado que fue ella quien sugirió la incorporación de la palabra “efectivamente” en la negociación del Acuerdo de Valorización Definitivo a fin de eliminar las “descargas en papel” en donde se emite un documento de desembarque para un terminal de importación, pero en el cual no se descarga efectivamente⁸⁵. Citan a sus testigos para respaldar lo anterior. La señora Decy Mogollón, quien fungió como Coordinadora Administrativa de la Gerencia de Contratos y Gerente de Supervisión de Contratos en Perupetro durante el periodo en que se suscribió el Contrato de Licencia y los Acuerdos de Valorización, ha manifestado que la inclusión fue para asegurar que el gas natural sería descargado para ser consumido y no enviado a un mercado distinto al que se considerara para la determinación del Valor de Referencia⁸⁶; para asegurar que el Consorcio proporcionara documentos de descarga que demostraran que el gas había sido descargado en el terminal final en donde el gas natural sería resasificado y consumido. La señora Rosario Béjar, quien se desempeñó como Coordinadora Administrativa de Perupetro durante el mismo periodo, y participó igualmente en las negociaciones de los Acuerdos de Valorización, ha confirmado que se sugirió la incorporación de la palabra “efectivamente” para asegurar que el gas natural fuere a ser descargado para ser consumido y no enviado a un mercado distinto⁸⁷. Al sugerir la frase de “efectivamente se descargue” explicaron al Consorcio que no deseaban recibir simplemente

⁸⁵ Memorial de Constatación, párrafos 86-88.

⁸⁶ Primera Declaración de Mogollón, párrafo 34, Anexo RWE-003.

⁸⁷ Primera Declaración de Béjar, párrafo 22, Anexo RWE-001.

documentos de desembarque “en papel” si el gas natural sería luego re-exportado a otro terminal para su descarga y consumo. En este tenor, al decir de Perupetro, el Consorcio sabría a cabalidad que sería inaceptable para Perupetro si se le informaba de cargamentos de gas natural que posteriormente fueren a ser transportados a otros lugares para su consumo⁸⁸.

141. Por su parte, las Demandantes alegan que la palabra “efectivamente” califica a la frase “se descargue” para poner énfasis respecto de la ocurrencia de la descarga, pero no para otros fines. Mencionan que el término fue incluido a su propuesta para ser consistente con los *discharge reports* y evitar confusiones en caso de que un barco tocara otros puertos antes de descargar el gas natural⁸⁹. Los señores Guillermo Mirande y Natalio Battaglia, testigos de las Demandantes, manifestaron en sus respectivas declaraciones que lo manifestado por Perupetro nunca fue discutido durante las negociaciones de los Acuerdos de Valorización⁹⁰.
142. Conforme a lo anterior, para las Demandantes, el Acuerdo de Valorización Definitivo refleja su obligación de reportar el *primer* terminal de descarga del gas natural⁹¹. Para la Demandada, en cambio, el terminal debe ser el *último* terminal en donde efectivamente se descargue el gas⁹².
143. La Demandada ha señalado que sólo así puede entenderse el lenguaje que se incluye en el numeral 3.1.3 del Acuerdo de Valorización Definitivo que contempla la referencia a “destino final real” del gas natural. Cualquier punto de descarga previo actuaría simplemente como un lugar de almacenamiento intermedio, y el calcular la regalías en base a un punto de almacenamiento intermedio sería incompatible con la lógica fundamental del Contrato de Licencia⁹³.

⁸⁸ Memorial de Contestación, párrafos 87-88.

⁸⁹ Réplica, párrafo 123.

⁹⁰ En la Réplica, párrafo 123, se citan la Segunda Declaración de Battaglia, párrafos 8-10; y la Declaración de Mirande, párrafos 17-18. Ambos testigos confirmaron este punto en su interrogatorio durante la Audiencia.

⁹¹ Memorial de Demanda, párrafos 149-152.

⁹² Memorial de Contestación, párrafo 93.

⁹³ *Ibíd.*, párrafo 97.

144. Para las Demandantes, sin embargo, el Acuerdo de Valorización Definitivo interpreta a las disposiciones del Contrato de Licencia puesto que externó un acuerdo de las partes respecto de qué debía ser entendido como “mercado de consumo final”. Para las Demandantes, se buscó simplemente definir éste como el punto de descarga efectivo.
145. Perupetro complementa su posición con la necesidad de realizar la re-gasificación en el terminal de destino, puesto que sólo cuando se realiza la re-gasificación puede entonces procederse al consumo del gas natural. Mientras, no puede considerarse que es el destino final real.
146. El Tribunal Arbitral estima que los Acuerdos de Valorización no tenían el propósito de modificar los términos del Contrato de Licencia. Las partes eran plenamente conscientes de que una modificación requería un proceso contractual que, como paso ineludible, debía ser aprobado mediante Decreto Supremo conforme a la legislación de Perú. Conocían el proceso y así lo habían realizado en los casos previos en los que cambiaron las partes al Contrato de Licencia con motivo de reestructuraciones corporativas de los integrantes del Consorcio. Las escisiones de Pluspetrol Perú Corporation S.A. en 2005, y de Tecpetrol del Perú S.A.C. en 2006, así como el cambio de denominación de SK Corporation Sucursal Peruana en 2009, involucraron la suscripción de acuerdos entre las partes que posteriormente fueron motivo de aprobación mediante Decreto Supremo⁹⁴.
147. Es por ello que no puede en momento alguno considerarse que, ni el Acuerdo de Valorización Provisional ni el Acuerdo de Valorización Definitivo, tuvieron como intención o efecto modificar los términos y condiciones del Contrato de Licencia. Sólo regularlo, tal y como lo prevé el subacápite 8.4.4 (c) al señalar en su primer párrafo que: “*Las Partes suscribirán un ‘Acuerdo de Valorización’ en el que establecerán los términos y condiciones adicionales a los que se detallan en este subacápite y que se requieran para su correcta aplicación”* (énfasis añadido). Las partes debían utilizar los Acuerdos de Valorización simplemente para establecer términos y condiciones para la correcta aplicación del

⁹⁴ Párrafo 36 supra.

Contrato. Pero no podían, sin mediar una modificación contractual, ir en contra de sus términos.

148. Si el Contrato de Licencia establece que el Valor de Referencia del Gas Natural Fiscalizado se determinará en base a los mercados en los que se realizará el consumo final del gas natural, y requiere de las partes que determinen los marcadores que se aplicará a cada uno de dichos mercados – con el requisito de que debe éste corresponder a un punto de transacción cercano al terminal de importación, entonces todo acuerdo de valorización que se suscriba por la partes y la interpretación de los Acuerdos debe basarse justamente en estos principios.
149. Lo anterior significa entonces que el Tribunal debe determinar el significado del término “mercado de consumo final” del gas natural que es extraído del Lote 56, y luego vendido por el Consorcio a la Planta LNG. En este tenor, el Tribunal Arbitral debe también establecer cuáles son los derechos y las obligaciones a cargo de las partes en el Contrato de Licencia, conforme han sido complementados bajo el Acuerdo de Valorización Definitivo.
150. Como se desprende del análisis de la posición que han expresado durante el procedimiento arbitral, es claro que las partes han debatido el concepto. En esencia, puede resumirse su posición como sigue: (a) en el caso de las Demandantes, ellas estiman que el mercado de consumo final, tal y como fue interpretado en el Acuerdo de Valorización Definitivo, significa el terminal del lugar en donde se lleva a cabo la primer descarga del Gas Natural; (b) tratándose de Perupetro, estima que este mercado es el terminal del lugar en donde se lleva a cabo la re-gasificación para entonces distribuirlo en el mercado en donde se vaya a proceder a la quema de las moléculas del Gas Natural. Debe haber, desde su punto de vista, una re-gasificación para que se considere que será justamente en ese mercado el consumo, entendido éste como la quema de las moléculas del gas natural. De lo contrario, sólo habrá, mientras tanto, un almacenamiento del gas natural de naturaleza transitoria.
151. Un principio rector del derecho peruano en la interpretación de contratos es que para su ejecución debe realizarse según las “reglas de la buena fe” y la “común intención de las

partes”⁹⁵. Esta es la primera regla de interpretación. La Dra. Shoschana Zusman, perito en derecho Peruano, ha manifestado que esa común intención debe descubrirse a partir del texto de contrato o acto jurídico, y no mediante una búsqueda de la voluntad interna de los contratantes⁹⁶. El método privilegiado para la interpretación y el punto de partida para lograrlo es justamente el método de interpretación. Otras disposiciones del Código Civil son igualmente relevantes: (i) deben ser interpretados de acuerdo con lo que se haya expresado y según el principio de la buena fe⁹⁷, que las cláusulas se interpretan las unas por medio de las otras⁹⁸, (ii) las expresiones que tengan varios sentidos deben entenderse en el sentido más adecuado a la naturaleza y al objeto del acto⁹⁹, (iii) que los contratos son obligatorios en cuanto se haya expresado en ellos y, finalmente, (iv) se presume que la voluntad expresada en ellos responde a la voluntad común de las partes, y quien niegue esa coincidencia debe probarla¹⁰⁰.

152. El Tribunal Arbitral coincide con la postura de la Demandada. No debe haber duda respecto a la intención de las partes en el Contrato de Licencia, en la negociación de los dos Acuerdos de Valorización, y en la conducta posterior que mantuvieron – incluso después de que surgió inicialmente la presente disputa.
153. En efecto, el Tribunal considera que los términos del Contrato de Licencia, interpretados en forma conjunta con el Acuerdo de Valorización Definitivo, no permiten una interpretación distinta a aquella que concluye que el “mercado de consumo final” es justamente el mercado en donde están dadas las condiciones para llevar a cabo la quema del gas natural. La interpretación del Acuerdo de Valorización Definitivo debe realizarse en línea con los términos del Contrato de Licencia. La interpretación del término “mercado de consumo final” del gas natural que se encuentra en el Contrato de Licencia, aunado a las disposiciones del Acuerdo de Valorización Definitivo que incluyen la referencia a este concepto como

⁹⁵ Así lo establece el Artículo 1362 del Código Civil Peruano, Anexo R-108.

⁹⁶ Primer Informe de Zusman, párrafo 20.

⁹⁷ Código Civil Peruano, Artículo 168, Anexo R-108.

⁹⁸ *Ibíd.*, Artículo 169.

⁹⁹ *Ibíd.*, Artículo 170.

¹⁰⁰ *Ibíd.*, Artículo 1361.

“... el terminal de importación en el cual efectivamente se descargue...” el gas natural, permiten una lectura para acreditar cuál era la común intención de las partes. En caso de existir una divergencia entre las posturas de las partes una vez que surgió la controversia, como fue el caso, se puede llegar a la misma conclusión tomando en cuenta las reglas de interpretación útil y sistemática, en cuanto a tomar el sentido en que mejor puedan tener efecto, y tomar el contenido de los Acuerdos para ser leídos en su conjunto.

154. Aunque es debatible si las partes contemplaban ya al momento de negociar el Contrato de Licencia en 2004 la posibilidad de que el gas natural exportado desde Perú con destino inicial a un puerto en donde se realizaría la descarga del gas para luego ser re-exportado a otro destino, lo que es claro es que la re-exportación de gas se ha vuelto una posibilidad real para los comercializadores del mismo. Las Demandantes han reconocido¹⁰¹ que al momento de celebrar el Contrato de Licencia no estimaban esta práctica, y la Demandada igualmente lo reconoce, añadiendo que para ella las referencias y acuerdos para el cálculo del Valor de Referencia para la determinación de la regalía que debía pagarle el Contratista siempre fueron claras.
155. La noción de re-exportación del gas natural empezó a circular entre el Contratista y la Planta LNG desde el mes de diciembre de 2010. En un mensaje de correo electrónico de la señora María Elena Villarán Zegarra a Bárbara Bruce del 27 de diciembre de ese año¹⁰², se cuestiona a Perú LNG sobre las actividades de reventa del gas natural por Repsol Comercializadora de Gas S.A., y solicita información sobre la mecánica que se sigue en la reventa, si el gas natural efectivamente se importa en el primer terminal de descarga, y si el Offtaker cuenta con información respecto del destino final del gas natural después de la reventa. Pluspetrol envió un nuevo mensaje a Perú LNG el 13 de abril de 2011, insistiendo en recibir repuestas a sus preguntas del 27 de diciembre previo. Ninguna de esas comunicaciones fue contestada.
156. El señor Battaglia manifestó que antes de la firma de los Acuerdos de Valorización las partes en realidad no contemplaban las re-exportaciones. Fueron dos publicaciones en la revista

¹⁰¹ Primera Declaración Testimonial de Natalio Battaglia del 16 de agosto de 2013, párrafo 23.

¹⁰² Anexo BATTAGLIA-002, presentado con la Segunda Declaración de Battaglia.

especializada ISIS Heren en el mes de abril de 2011¹⁰³ las que alertaron a las partes respecto de la práctica. En dichas publicaciones apareció información de reventa del gas natural que tenía como destino el puerto de Freeport.

157. En 2010 Perupetro había encomendado a Galway Energy Advisors de Galway Group L.P. un estudio sobre el mercado, pero en el informe de Galway no se discutió una re-exportación del tipo que ahora ha dado origen a la disputa, sino otros tipos de esquemas de exportación, tal y como el almacenamiento del gas natural durante caídas estacionales de precio con el fin de venderlo a precios más altos en una temporada posterior, o desvío de cargamentos en altamar¹⁰⁴.
158. Aunque habían transcurrido seis años entre (i) la suscripción del Contrato de Licencia y (ii) la negociación del Acuerdo de Valorización Provisional frente a la fecha de fiscalización del gas natural del Lote 56 y la primera venta de gas natural a la Planta LNG, queda claro para el Tribunal Arbitral que para el verano de 2010 la práctica de re-exportaciones de gas natural era, en el mejor de los casos, incipiente. Fue después de la suscripción del Acuerdo de Valorización Provisional que las partes buscaron definir con mayor claridad el significado de “mercado de consumo final”, pues los marcadores identificados eran menores en número a la luz de los mercados que habían sido identificados. Al celebrar el Acuerdo de Valorización Definitivo en el mes de octubre de 2010, sin embargo, las exportaciones habían alcanzado un nivel constante, comercial, y las partes buscaron incluir lenguaje en el Acuerdo para evitar confusiones.
159. El uso de la palabra “*efectivamente*” para calificar el lugar de descarga del gas natural en el Acuerdo de Valorización Definitivo es determinante para llegar a esta interpretación, y no solo porque esta referencia está incorporada en los numerales 2.7, 3.1.4, y 3.1.5, pero también lo es el uso de la referencia a “*destino final real del Gas Natural*” en el numeral 3.1.3.

¹⁰³ Anexos R-035 y R-081.

¹⁰⁴ Dúplica, párrafo 105; Galway Group, Determinación del Valor de Referencia para la Producción de Gas Natural en el Lote 56 – Reporte Final de agosto de 2010, página 55, Anexo C-055.

160. Ahora bien, aunque las Demandantes han alegado que el adverbio califica el lugar de descarga y esto lo hace para reforzar la conclusión de que debe ser considerado como el lugar en donde se realiza la primer descarga del Gas Natural y evitar confusiones por ende sobre puertos previos en donde pueda el barco que lo transporta hacer escala, el Tribunal Arbitral estima que en el momento en que se interpretan en forma sistemática el Contrato de Licencia y el Acuerdo de Valorización Definitivo las referencias a “*terminal de importación en el cual se haya efectivamente descargado el gas Natural*” y “*mercado de consumo final*” requieren ineludiblemente que la descarga sea en un terminal en donde vaya a ser consumido el gas natural. Y ello implica que necesariamente debe haber una re-gasificación del Gas Natural en un punto cercano a dicho terminal pues, tal y como Perupetro y sus testigos y experto lo han afirmado¹⁰⁵, mientras el gas no haya sido vez re-gasificado, no se está en condiciones de ser quemada la molécula de gas natural. Una vez re-gasificado el gas natural licuefactado resulta inviable en las condiciones técnicas y económicas actuales pensar en una re-exportación dado los altos costos que involucraría ser nuevamente licuefactado para su subsecuente re-exportación. En otras palabras, una vez re-gasificado el gas natural, es un hecho que habrá de ser próximamente consumido, si bien puede ser transportado a través de gasoductos en estado gaseoso aún dentro del mismo mercado a un punto final de consumo. Las Demandantes señalan que el punto de regasificación no representa exactamente el “mercado de consumo final”¹⁰⁶ entendido como extinción de moléculas, puesto que puede ser regasificado en un terminal de un país (vgr., España) pero a través de gasoductos transportarlo a otro mercado (vgr., Francia). Reconocen, no obstante, que es paso previo.
161. Durante el procedimiento los expertos de Perupetro e, incluso, también el señor David W. Sharp, experto de las Demandantes, durante su interrogatorio en la audiencia, consideraron que el término “consumo” es equivalente al de “quema” de la molécula del gas. Hay

¹⁰⁵ Dúplica, párrafo 43, citando al Segundo Informe de Experto de Hal Miller, Galway Group del 31 de julio de 2014 (“Segundo Informe Galway”), párrafo 55, Anexo RWE-011; y la Segunda Declaración Testimonial de Béjar, Anexo RWE-007, párrafo 11; Segunda Declaración Testimonial de Mogollón, Anexo RWE-009, párrafo 17.

¹⁰⁶ Réplica, párrafo 128.

equivalencia entre lo que un experto estima y lo que un hombre común pudiera entender al respecto¹⁰⁷.

162. El Tribunal Arbitral acepta que, en el contexto de esta disputa, el “consumo” del gas natural equivale a la “quema de la molécula”. En aquellos casos en los que existe una primera descarga del gas natural, y se canaliza el gas hacia tanques de almacenamiento, pero no hay re-gasificación, en realidad no existe certeza aún respecto de cuál será el “mercado de consumo final”. Mientras tanto, no puede considerarse que ha sido “efectivamente descargado” el gas natural a su “mercado de consumo final”.
163. Lo anterior es justamente lo que ocurrió tratándose de los diez cargamentos que fueron exportados desde el Perú durante el periodo comprendido entre el 15 de agosto de 2010 y el 31 de marzo de 2011, y que fueron descargados en los terminales de Freeport, Sabine Pass y Cameron en las costas del Golfo de México de los Estados Unidos de América. Como ha sido acreditado en el expediente arbitral, para cada uno de dichos cargamentos el Contratista identificó a tales terminales como destino del gas natural. En consecuencia, aplicó el marcador *Henry Hub* para el cálculo del Valor de Referencia en la determinación de la regalía a pagar a Perupetro. Las Demandantes defienden su posición y manifestaron que este fue el mercado que el *offtaker* Repsol Comercializadora les comunicó mediante los *discharge reports* que recibió.
164. Sin embargo, en cada uno de los diez cargamentos, el “destino final real” (parafraseando el lenguaje utilizado por las partes en Acuerdo de Valorización Definitivo) no fue dicho mercado, sino que lo fueron otros, como más adelante se señala.
165. La práctica de re-exportaciones afecta la regalía pagada por el Consorcio a Perupetro, en la medida en que el marcador que se utilizaba para determinar el Valor de Referencia es sustancialmente menor al valor de los marcadores en los puntos de entrega final, provocado por los diferenciales de precio existentes entre los Estados Unidos de América – donde la demanda era baja, con la demanda en Asia y Europa.

¹⁰⁷ Interrogatorio del Señor Sharp, Transcripción del 6 de noviembre de 2014, página 918:5-15.

166. Perupetro ha mencionado que, ante esta situación, encomendó a Galway Associates un informe respecto de las exportaciones que tuvieron lugar en el periodo comprendido entre agosto de 2010 a marzo de 2011¹⁰⁸. En su informe¹⁰⁹, Galway identificó a diez cargamentos que fueron re-exportados. Los destinos incluyen al Reino Unido, España India, Corea del Sur, Japón y Brasil. En su reporte, analizan los distintos medios en los que se apoyaron para llegar a estas conclusiones. Las Demandantes no ha aportado pruebas para desacreditar dichos destinos.

167. Los embarques en cuestión son los siguientes:

<u>Fecha de Exportación</u>	<u>Terminal de Destino Reportada</u>	<u>País de Destino Final</u>
17/08/2010	Freeport	Reino Unido
7/10/2010	Freeport	India
17/10/2010	Sabine Pass	Reino Unido
15/11/2010	Sabine Pass	Corea del Sur
22/11/2010	Sabine Pass	Brasil
11/12/2010	Freeport	Corea del Sur
7/1/2011	Freeport	India
3/3/2011	Cameron	España
25/3/2011	Freeport	India
31/3/2011	Cameron	Japón

168. Perupetro enfrentó al Contratista por primera ocasión en una reunión del 15 de diciembre de 2011, en la que declaró que tenía información que indicaba que el gas natural de diez embarques que fueron descargados por el Offtaker en ciertos terminales ubicados en el Golfo de México no había sido consumido en dicho destino y que, ante ello, el Contratista había utilizado un marcador incorrecto para efectos de la determinación y pago de las regalías correspondientes¹¹⁰.

¹⁰⁸ Primera Declaración de Béjar, párrafo 25, Anexo RWE-001.

¹⁰⁹ Primer Informe Galway, párrafos 19, 24-25 y 35, Anexo RWE-005.

¹¹⁰ Acta de la Reunión del Comité de Supervisión del Contrato de Licencia para la Explotación de Hidrocarburos del Lote 56, Reunión No. 06-2011 del 15 de diciembre de 2011, Anexo C-019.

169. Perupetro solicitó información sobre las re-exportaciones y la entrega de documentación que acreditara el destino de consumo final del gas natural con la finalidad de recalcular el monto de las regalías con los marcadores adecuados mediante carta del 10 de enero de 2012¹¹¹. Ante esta situación, la reacción del Contratista fue nuevamente acercarse con Perú LNG mediante carta del 12 de enero de 2012¹¹², en la que insistió sobre la necesidad de tener la información solicitada en sus dos comunicaciones del año anterior. En dicha carta, Pluspetrol hace referencia al “... *posible impacto que esta situación puede provocar en la determinación del [gas natural] y los pagos de regalías correspondientes...*”. Pluspetrol añadió que debían estar listos para responder adecuadamente a Perupetro y evitar una escalación del tema a un conflicto con la autoridad peruana. Era claro que el Contratista conocía las consecuencias que esta situación podría provocar.
170. Pluspetrol respondió a la carta del 9 de enero de 2012 de Perupetro el 25 de enero de dicho año¹¹³, y manifestó que su obligación bajo el Acuerdo de Valorización Definitivo establecía ciertos compromisos y que se encontraba en cumplimiento de sus obligaciones de informar sobre el terminal de importación en donde efectivamente se descarga el gas natural. Al no ser el Contratista el exportador del gas natural, carecía de información adicional. Sin embargo, señaló que la había solicitado de Perú LNG y habría de compartirla en cuanto la tuvieren.
171. Perupetro respondió el 29 de enero de 2012¹¹⁴, e insistió que el Contratista debería estar en condiciones de acreditar el mercado de consumo final del gas natural, ya que el numeral 2.7 del Acuerdo de Valorización Definitivo contempla que éste mercado debe ser el que debe ser tomado en consideración. Insistió en que los marcadores utilizados para el cálculo de la regalía (que señalan que los cargamentos fueron descargados en los terminales de Freeport, Sabine Pass y Cameron, en los Estados Unidos de América) no corresponden al mercado de consumo final. Le dio un plazo breve a Pluspetrol para entregar la información que diere una respuesta satisfactoria o, de lo contrario, procedería conforme a lo establecido en el

¹¹¹ Carta de Perupetro a Pluspetrol No. GGRL-SUPC-GFSA-027-2012 del 9 de enero de 2012, Anexo C-020.

¹¹² Carta de Pluspetrol a Peru LNG No. PPC-CO-12-0015-SOC del 12 de enero de 2012, Anexo C-024.

¹¹³ Carta de Pluspetrol a Perupetro No. PPC-CO-12-0048-GOB del 25 de enero de 2012, Anexo C-022.

¹¹⁴ Carta de Perupetro a Pluspetrol No. GGRL-SUPC-GFSA-0114-2012 del 30 de enero de 2012, Anexo C-023.

acápites 22.1 del Contrato de Licencia, es decir, a un procedimiento de resolución de controversias.

172. Esta comunicación tuvo un efecto inmediato en el Contratista. El Presidente y CEO de Pluspetrol envió una carta al Presidente Ejecutivo de Repsol YPF S.A. el 31 de enero de 2012¹¹⁵. En ella, hace alusión al requerimiento de Perupetro y al hecho de que se reclamaba un ajuste en el pago de regalías, lo que también afectaba el precio facturado por el gas natural licuado. En un párrafo relevante de dicha carta, señala:

“Creemos que este requerimiento, amerita una respuesta inmediata y fehaciente que demuestre que el mercado de consumo real, coincide con las terminales de regasificación del puerto de descarga denunciado, siendo su Compañía la habilitada para proveer dichas precisiones”.

173. En respuesta a la carta del Presidente y CEO de Pluspetrol, el Director General de Repsol Upstream contestó el 13 de febrero de 2012¹¹⁶ que había encomendado a un experto la información solicitada respecto de reexportaciones, y concluyó que Repsol Comercializadora de Gas S.A., con un *“espíritu de colaboración”*, *“sin renunciar a ningún derecho”*, y *“mientras se mantengan las actuales condiciones de mercado”*, *“... no enviará ningún cargamento de GNL procedente de Perú LNG a destinos Henry Hub, excluyendo el terminal de Manzanillo, dados los compromisos previos adquiridos con la Comisión Federal de Electricidad (CFE) ...”*
174. Perupetro no tiene conocimiento de que se haya vendido algún cargamento en violación de dicho compromiso, y no ha denunciado cargamento adicional alguno con un destino cuyo marcador haya sido incorrectamente manifestado por el Contratista.
175. Ahora bien, las Demandantes no han cuestionado el hecho de que se hayan re-exportado los diez cargamentos, y que se hayan enviado a destinos en última instancia en los que existan marcadores con un valor distinto al del marcador *Henry Hub*. En este sentido, la defensa de las Demandantes es que han cumplido con sus obligaciones bajo el Contrato de Licencia y el Acuerdo de Valorización Definitivo, y es por ello que el Consorcio entregó debidamente

¹¹⁵ Carta de Pluspetrol a Repsol YPF del 31 de enero de 2012, Anexo C-024.

¹¹⁶ Carta de Repsol Upstream a Pluspetrol del 13 de febrero de 2012, Anexo C-031.

la documentación que acredita la descarga del gas natural, esto es, los *discharge reports* previstos en el Acuerdo de Valorización Definitivo, en los terminales de los puertos en donde el Offtaker realizó la descarga. Desde su punto de vista, toda vez que las Demandantes no realizaron las re-exportaciones, estas re-exportaciones no tienen relación alguna con ellas, y no las obligan. Además, no tienen la capacidad de identificar la información que Perupetro requiere puesto que, una vez descargado el gas natural proveniente del Lote 56 en el terminal de descarga, éste no puede ser rastreado.

176. A la luz de las posiciones de las partes, el Tribunal procede a analizar si existe una obligación del Contratista de entregar la información respecto del terminal de última descarga, es decir, aquélla en donde se lleva a cabo la re-gasificación del gas natural para su venta para consumo final.
177. Esta obligación está desde luego íntimamente ligada con cuál debe ser considerado como el terminal de descarga para efectos de determinar el marcador aplicable, tema que ha sido antes analizado. Como fue previamente señalado, para la determinación del Valor de Referencia del Gas Natural Fiscalizado cuyo destino sea la Planta LNG (es decir, aquél que será exportado desde Perú), el Contrato de Licencia impone en el acápite 8.4.4 (a) la obligación al Contratista de informar a Perupetro “... *sobre los mercados en que se realizará el consumo final...*” y también le impone la obligación de informar sobre “... *los cambios o existencia de nuevos mercados*”. En la medida en que el Tribunal ha concluido previamente que el concepto “mercado de consumo final” debe ser entendido como aquél en el que se lleva a cabo la regasificación del gas natural descargado en una terminal en la que será posteriormente transportado en estado gaseoso para su consumo (entendido como la quema de la molécula), entonces debe también concluirse que la obligación del Contratista es identificar en qué mercados fue descargado en última instancia el gas natural para su consumo final.
178. En cuanto al argumento de las Demandantes en el sentido de que resulta poco factible determinar el destino de los cargamentos dentro de los plazos concedidos, ya que la información pública normalmente está disponible hasta después de que han transcurrido los plazos para el pago y ajuste a los pagos de regalía, el Tribunal Arbitral considera que dichos

plazos no deben ser obstáculo ni debe el Contratista depender de ellos para cumplir con su obligación. En caso de que fuere a enviarse un cargamento de gas natural que permaneciere almacenado durante un plazo considerable antes de ser re-exportado a un mercado de consumo final distinto, en realidad el documento de desembarque o *discharge report* que entregará el Contratista a Perupetro, sería aquél en donde está el terminal en donde efectivamente se descargue el gas natural, y no en donde simplemente se mantenga en forma temporal hasta su posterior re-exportación.

179. El Tribunal Arbitral entiende con claridad que la actividad del Contratista consiste en extraer y entregar el Gas Natural Fiscalizado en la Planta LNG después de su venta. Queda claro igualmente que el Contratista no participa en la exportación del gas natural licuado, y menos aún en las posibles reventas o re-exportaciones que puedan suceder una vez que la Planta LNG entrega el gas natural al Offtaker. Sin embargo, esta falta de participación no debe ser obstáculo para que el Contratista establezca en conjunto con Perú LNG los mecanismos necesarios para que los eventuales comercializadores informen sobre el mercado de destino final del gas natural proveniente del Lote 56 para cumplir con su obligación de pago de regalías de conformidad con lo pactado. El Tribunal no pretende identificar cuál debió ser o debe ser la estructura contractual idónea para lograr el objetivo, pero el hecho de que no quedó establecido en el Contrato de Compraventa de Gas Natural celebrado con Perú LNG afecta al Contratista, más no debe afectar a Perupetro. Esta es una carga sobre el Contratista, y debe ser una responsabilidad de ésta identificar los mecanismos idóneos para su cumplimiento. Existen distintos mecanismos que han sido sugeridos por Perupetro, pero corresponde a el Contratista definir cuál es el adecuado para lograr el fin.

VIII. DAÑOS

A. Posición de Perupetro

180. La postura de Perupetro con respecto a los daños que le han sido causados por el Consorcio con motivo del incumplimiento del cálculo correcto de la determinación y pago de la regalía por la extracción y venta del gas natural del Lote 56 es que tiene derecho a una

compensación por los daños y perjuicios que resultan de este incumplimiento¹¹⁷. Sobre el particular, señala que no solamente es un principio generalmente aceptado en el derecho internacional, sino también en el derecho peruano - que rige en la relación contractual entre las partes, que el incumplimiento de una obligación contractual requiere que la parte en incumplimiento pague un monto por concepto de daños y perjuicios¹¹⁸.

181. Bajo derecho peruano, existe responsabilidad civil cuando media dolo, culpa inexcusable o culpa leve. El Doctor Ferrando, perito en derecho civil de Perupetro, ha manifestado en su informe que la culpa leve existe cuando una parte incumple su obligación por no usar el estándar ordinario de cuidado que la obligación requeriría¹¹⁹. En este caso, la parte que incurre en el incumplimiento debe de pagar los daños que podrían haber sido previstos en el momento que se asumió la obligación. Existirá culpa inexcusable cuando existe un incumplimiento debido a negligencia grave, y dolo cuando una parte intencionalmente incumple con sus obligaciones. Perupetro no alega que el Consorcio haya actuado con dolo o culpa inexcusable, pero estima que la reparación por daños debe colocarla como parte agraviada en la posición que hubiera tenido de no ser por el incumplimiento de la obligación¹²⁰.
182. Ante el incumplimiento del Consorcio de informar a Perupetro respecto de los mercados de consumo final para los diez cargamentos re-exportados, Perupetro indica que el propio Acuerdo de Valorización Definitivo establece en el numeral 3.2.2, segundo párrafo, que *“En caso que, al término sesenta (60) Días de haberse efectuado el cálculo de la regalía, PERUPETRO no reciba copia del “discharge report” que confirme el terminal de importación en que efectivamente se haya descargado el Gas Natural, el ajuste del VR y de la regalía se realizará considerando lo establecido en el numeral 3.1.6. El importe de la regalía así determinado será considerado definitivo”*. Esto significa que el marcador que debe de utilizarse para calcular las regalías debe ser el marcador con el valor promedio más alto para el periodo de valorización de 15 días de cada uno de los cargamentos en cuestión,

¹¹⁷ Memorial de Contestación, párrafo 161.

¹¹⁸ Código Civil Peruano, Artículo 1321, Anexo R-108.

¹¹⁹ Primer Informe de Ferrando, párrafo 123, Anexo RWE-004.

¹²⁰ Memorial de Contestación, párrafo 168.

entre los seis marcadores reflejados en el numeral antes citado del Acuerdo de Valorización Definitivo, esto es: Henry Hub, Algonquin City Gates, French PEG Sud, National Balancing Point (NBP), Belgian Zeebrugge y JKM.

183. Tomando en cuenta lo anterior, el perito de Brattle Group determinó que, para cada uno de los periodos de valorización correspondientes a los diez cargamentos, el valor promedio del marcador JKM fue el más alto entre los seis listados y, por lo tanto, las regalías que debieran en su concepto ser cubiertas a Perupetro deben de calcularse utilizando el marcador JKM¹²¹. La diferencia entre la regalía pagada por los diez cargamentos (calculada en base a la descarga en el Golfo de México) por un monto de USD\$27.877.732 dólares, y el valor de la regalía que debió haber sido calculada sobre el promedio quincenal más alto del marcador JKM correspondiente al Período de Valorización (es decir, tomando en cuenta el “marcador por defecto” previsto en el numeral 3.2.2 antes mencionado) que debía ser USD\$80.153.962 dólares, asciende a USD\$52.276.230 dólares.
184. En cuanto a intereses, Perupetro también argumenta que debe de recibirlos para ser plenamente resarcida por la pérdida de estas regalías, tanto conforme al derecho peruano como a los principios de *restitutio ad integrum* del derecho internacional¹²². Esto significa que el Consorcio debe de cubrir una tasa de interés utilizando la misma tasa que cubre a sus propias deudas que, conforme al informe de Brattle Group, alcanza 6.10% como promedio ponderado de la tasa de interés de acuerdo al porcentaje de participación de cada miembro del Contrato¹²³.
185. En respuesta al argumento de las Demandantes en el sentido de que no es apropiado aplicar “marcadores por defecto” en los términos del numeral 3.2.2 del Acuerdo de Valorización Definitivo, Perupetro ha señalado que esta es la consecuencia que contractualmente se pactó

¹²¹ Memorial de Contestación, párrafos 171-172; Primer Informe de Brattle, párrafos 48-59, Anexo RWE-006.

¹²² *Ibid.*, párrafo 173.

¹²³ Primer Informe de Brattle, párrafo 55, tabla 18, Anexo RWE-006.

en caso de que el Consorcio no presentara los informes de descarga o “discharge reports” que correspondían a los mercados de consumo final¹²⁴.

186. Ahora bien, Perupetro ha argumentado que si el Tribunal decidiera que la aplicación de “marcadores por defecto” no debe de ser aceptada, entonces pide, en la alternativa, que se determine que tiene derecho a recibir el monto de regalías que se la habrían adeudado con respecto a los diez cargamentos en disputa si las Demandantes hubieran informado correctamente y oportunamente los mercados de consumo final. En este caso, las regalías se habrían calculado con base a los marcadores para destinos finales reales de los diez cargamentos¹²⁵. Según los cálculos de Brattle Group, el monto total que Perupetro habría recibido en regalías por los diez cargamentos conforme a ese supuesto habría sido de USD\$76.701.558 dólares que, al restar el monto de regalías que Perupetro realmente recibió (USD\$27.877.732 dólares), significa que el monto que debiera recibir asciende a US\$48.823.826 dólares¹²⁶ según la tabla siguiente:

<u>Periodo</u>	<u>Regalía Pagada</u>	<u>Regalía Destino Final</u>	<u>Daño/Perjuicio</u>
16/08/2010 - 31/08/2010	US\$ 2.723.972	US\$ 4.797.443	US\$ 2.073.471
01/10/2010 - 15/10/2010	1.024.662	8.161.226	7.136.564
16/10/2010 - 31/10/2010	2.133.703	4.781.508	2.647.805
01/11/2010 - 15/11/2010	4.095.463	8.269.097	4.173.634
16/11/2010 - 30/11/2010	5.632.960	11.840.782	6.207.823
01/12/2010 - 15/12/2010	1.709.809	6.435.098	4.725.289
01/01/2011 - 15/01/2011	8.622.277	12.866.403	4.244.126
01/03/2011 - 15/03/2011	213.437	1.727.144	1.513.707
16/03/2011 - 31/03/2011	1.721.451	17.822.857	16.101.406
Total	US\$ 27.877.732	US\$ 76.701.558	US\$ 48.823.826

187. Aunque Perupetro reconoce que no puede determinar qué beneficios podría haber obtenido en forma directa el Consorcio bajo el esquema de re-exportación, añade que, como mínimo, Peru LNG se benefició al pagar un precio más bajo al Consorcio, y el Consorcio se benefició

¹²⁴ Dúplica, párrafo 158.

¹²⁵ Memorial de Contestación, párrafo 177; Dúplica, párrafo 160. Primer Informe Galway, párrafos 192-210, Anexo RWE-005 y Primer Informe de Brattle, párrafos 40-47, Anexo RWE-006.

¹²⁶ Primer Informe de Brattle, párrafos 51, 53 y 57, tablas 17, 19 y 20, Anexo RWE-006.

al pagar a Perupetro una cantidad más baja en concepto de regalías que las que estaba obligada a pagar de acuerdo con el Contrato de Licencia¹²⁷.

188. En respuesta a la afirmación de las Demandantes en el sentido de que no recibieron beneficio alguno por la falta de pago de regalías, ya que ellas no se beneficiaron del precio obtenido en la venta del gas natural por los comercializadores, Perupetro señaló que el Consorcio tiene derecho a recibir bajo el Contrato de Compraventa del Gas Natural con Perú LNG un precio mayor ante la venta del gas en un lugar con un marcador de precio más alto en el mercado de consumo final, además de que el precio que recibe de Peru LNG debe de ser igualmente superior por este concepto. También señala que Offtaker Repsol obtuvo un beneficio de aproximadamente USD\$24.000.000 de dólares más¹²⁸ al enviar los cargamentos a un destino con un marcador significativamente más alto que aquél precio que habría recibido si hubiera vendido el gas natural para consumo en los mercados de los Estados Unidos de América - a donde se importó inicialmente, pero en forma transitoria.
189. Los intereses reclamados inicialmente por Perupetro al 31 de diciembre de 2013 ascendían a USD\$9.439.551 dólares¹²⁹ sobre la base de un daño equivalente a USD\$48.823.826 dólares y una tasa del 6.10% anual. Sin embargo, en la Dúplica, Perupetro ajusta el periodo (al 31 de diciembre de 2014) y la tasa – puesto que conforme al acápite 19.6 del Contrato de Licencia la tasa que debe de aplicar es la tasa preferencial en los Estados Unidos de América (*prime rate*) del 3.25% mas 3 puntos porcentuales, para una tasa de interés total del 6.25%, desde el día siguiente al vencimiento del plazo asignado para el pago, es decir, el día siguiente al plazo de 60 días que se otorga en el numeral 3.2.2 del Acuerdo de Valorización Definitivo, y hasta la fecha de pago de los daños.
190. Por tanto, el cálculo del monto de los intereses reclamados al 31 de diciembre de 2014 en base al segundo informe de Brattle Group asciende a USD\$12.693.603 dólares¹³⁰.

¹²⁷ Dúplica, párrafo 142.

¹²⁸ *Ibid.*, párrafos 137 y 149, cálculo basado en el Segundo Informe Galway, párrafos 66-73, Anexo RWE-011.

¹²⁹ Memorial de Contestación, párrafo 178.

¹³⁰ Dúplica, párrafo 170. Sin embargo, señala Perupetro que si fuera a ser calculada la regalía sobre las bases del “marcador por defecto”, entonces los intereses deberían ser calculados en base al monto del daño que así resulta por USD\$52.276.230 dólares y, por lo tanto, los intereses deberían ser USD\$14.238.817. Dúplica, párrafo 171; Segundo

191. Perupetro destaca que las Demandantes no cuestionaron durante el procedimiento en alguno de sus escritos los cálculos presentados, ni presentaron cálculos alternativos¹³¹.

B. Posición de las Demandantes

192. Las Demandantes rechazan la procedencia de daños en la medida en que no reconocen incumplimientos al Contrato de Licencia, y manifiestan que actuaron con diligencia en la ejecución del Contrato de Licencia en lo que respecta a su obligación de informar, así como en el cálculo y pago de regalías¹³².

193. En efecto, su posición es que ni el Contratista ni sus afiliadas llevaron a cabo actividad de exportación alguna y, por lo tanto, imponer un pago de regalías en base a un marcador más alto implicaría que el Consorcio pagase una regalía a Perupetro sobre ingresos que no percibió. Añaden que esta postura atenta directamente contra los términos y la lógica económica del Contrato de Licencia¹³³.

194. Señalan que, en todo caso, la motivación que pudiere existir para la re-exportación de cargamentos de gas natural fue debida a incentivos y/o restricciones comerciales de los comercializadores, y no a un deseo del Contratista de pagar menores regalías a Perupetro. Hacen notar que los cargamentos en disputa constituyen apenas el 4.8% de todos los cargamentos de gas natural que el offtaker hizo hasta la fecha de presentación de la Réplica, y que a la fecha ha enviado un 95.2% de los cargamentos de gas natural a mercados que no son la costa del Golfo de México de los Estados Unidos de América¹³⁴.

195. Rechazan la manifestación de la Demandada en el sentido de que su conducta hubiere estado motivada a “evitar los requisitos del contrato y pagar un monto menor en regalías a

Informe de Experto de Carlos Lapuerta, The Brattle Group del 23 de diciembre de 2013 (“Segundo Informe de Brattle”), párrafo 56, Tabla 5. Anexo RWE-012.

¹³¹ Dúplica, párrafo 172.

¹³² Réplica, párrafos 171-184.

¹³³ *Ibid.*, párrafo 151.

¹³⁴ *Ibid.*, párrafo 158.

Perupetro”¹³⁵. Es más, estiman que el pago de regalías asociado con los diez cargamentos en cuestión generó pérdidas para el Contratista, puesto que el valor del marcador Henry Hub aplicable se encontraba por debajo de USD\$4.40/MMBtu y, por lo tanto el Contratista tuvo que pagar regalías basadas en la cláusula relativa al valor mínimo (VMV)¹³⁶.

196. En lo que se refiere al derecho peruano aplicable a la indemnización por daños causados, señala que existe bajo el Artículo 1314 del Código Civil Peruano un supuesto general de exoneración de responsabilidad, basado en la ausencia de culpa, que establece que cuando el deudor actúa de manera diligente no se le puede imputar la inejecución de una obligación¹³⁷, y añade que el Contratista actuó con la “diligencia ordinaria” requerida en la ejecución de las obligaciones contempladas en el Contrato de Licencia y el Acuerdo de Valorización Definitivo. En este sentido, alega que la diligencia del deudor debe evaluarse en relación con las circunstancias de cada caso, lo que implica que es necesario tomar en consideración la práctica vigente en la industria, bajo la cual la información sobre toda la cadena de transacciones no estaba disponible. Es por ello que no puede exigirse de las Demandantes una diligencia que vaya más allá de la práctica comercial de la industria. Toda vez que no es técnicamente posible seguir la molécula del gas natural hasta su extinción, para con ello determinar el mercado de consumo final, tampoco puede exigirse al Contratista un estándar de diligencia más allá de las posibilidades técnicas¹³⁸. Al actuar con diligencia ordinaria, entonces, de conformidad con el Artículo 1317 del Código Civil Peruano, no existe obligación de responder por eventuales daños y perjuicios, puesto que *“El deudor no responde de los daños y perjuicios resultantes de la inejecución, de la obligación, o de su cumplimiento parcial, tardío o defectuoso, por causas no imputables, salvo que lo contrario este previsto expresamente por la Ley o por el título de la obligación”*.
197. En lo que se refiere a la aplicación del marcador en situación excepcional que se prevé en el numeral 3.1.6 del Acuerdo de Valorización Definitivo, las Demandantes señalan que Perupetro pretende extender su aplicación a situaciones en las cuales las partes no

¹³⁵ *Ibíd.*, párrafo 159, citando Memorial de Contestación párrafo 119.

¹³⁶ *Ibíd.*, párrafo 166.

¹³⁷ *Ibíd.*, párrafo 172.

¹³⁸ *Ibíd.*, párrafos 174-180.

dispusieron su aplicación, y que se requieren ciertos elementos que no se encuentran presentes en esta situación¹³⁹.

198. Por lo que se refiere al pago de intereses, las Demandantes manifiestan que es improcedente la petición, ya que el Contratista no incurrió en mora – la cual tiene como presupuesto que exista culpa o dolo por parte del deudor¹⁴⁰ y, en adición, debe estar previamente determinada la obligación, siendo que fue hasta el Memorial de Contestación de la Demanda presentada en Diciembre de 2013 que Perupetro cuantificó el importe presuntamente adeudado¹⁴¹.
199. En su escrito de Réplica, las Demandantes señalaron que la tasa de interés que inicialmente presentó Perupetro en el Memorial de Contestación de la Demanda no era al que corresponde bajo el Contrato de Licencia¹⁴². No ofrecen, sin embargo, cálculo distinto ni contradicen los cálculos de daños propuestos en el Informe de Brattle Group. Tratándose de los intereses, como quedó mencionado anteriormente, Perupetro ajustó la tasa de interés en su Dúplica a la tasa contractualmente pactada que fue identificada por las Demandantes.

C. Análisis por el Tribunal Arbitral

200. El Tribunal Arbitral estima que, aún y cuando las Demandantes pudieren haber actuado con cierta diligencia una vez que Perupetro alertó a el Contratista de las diferencias en el cálculo de las regalías, mediante requerimientos hechos a Repsol Comercializadora, y atendió a diversas comunicaciones, la falta de diligencia se encuentra en la omisión de establecer los mecanismos que permitiesen establecer los terminales en donde habría de realizarse el consumo final del gas natural.
201. Aún y cuando seguir cada molécula de gas hasta su extinción no sea técnicamente posible, lo que ha quedado acreditado es que existen los mecanismos que permitieron a los peritos

¹³⁹ La disposición aplica solamente cuando: (1) las partes no han llegado a un acuerdo respecto a un marcador aplicable, (2) no se efectúan embarques en un determinado periodo, (3) no se hayan presentado los documentos de embarque, o (4) no se hayan presentado los documentos de descarga. Ver Réplica párrafos 187-188.

¹⁴⁰ Réplica, párrafo 191, citando al Artículo 1324 del Código Civil Peruano, Anexo R-108.

¹⁴¹ *Ibíd.*, párrafo 193.

¹⁴² *Ibíd.*, párrafos 194-195. Según las Demandantes, aplica la tasa de interés preferencial (*prime rate*) más tres puntos porcentuales conforme al Contrato de Licencia.

de Perupetro encontrar el destino real de los diez cargamentos de gas natural. Ese ejercicio, que por sí podría requerir de un esfuerzo y tiempo para lograr, bien podría ser evitado si desde un inicio en la relación contractual entre el Contratista y Perú LNG se establecieran las bases para permitir el seguimiento, y trasladar o compartir esta responsabilidad.

202. Es innegable que existe un daño que ha sufrido Perupetro, y el daño consiste en el diferencial de regalías entre el monto pagado basado en la descarga en un terminal que no fue el lugar en donde habría de darse el consumo final del gas natural, y el terminal en donde efectivamente de descargó para su consumo final.
203. Las Demandantes no aportan un cálculo de daños o regalía distinto al presentado por Perupetro. Si bien es cierto que rechazan la procedencia de regalías por los conceptos antes mencionados, solamente cuestionan la tasa de interés que, en realidad, es incluso superior a la que originalmente había establecido la propia Demandada a través del informe de sus expertos.
204. El Tribunal Arbitral estima que los Informes del señor Carlos Lapuerta de The Brattle Group, así como de los señores Hal Miller y Wayne Perry de Galway Group, tanto el Primer Informe de fecha 23 de diciembre de 2013, como el Segundo Informe de fecha 31 de julio de 2014 que se acompañó a la Dúplica, para el caso de ambos peritos, establecen con base razonables el destino final de los diez cargamentos, y el marcador aplicable en el terminal del destino final¹⁴³. En cada uno de los diez casos, se aprecia un marcador que resulta significativamente superior a aquel que fue informado por el Consorcio a Perupetro, esto es, el marcador Henry Hub vigente en las terminales en el Golfo de México de los Estados Unidos de América en las fechas de descarga. Se puede apreciar en la siguiente tabla el diferencial:

¹⁴³ Primer Informe Galway, párrafo 195, tabla 25, Anexo RWE-005.

<u>Periodo</u>	<u>Regalía Pagada</u>	<u>Regalía Destino Final</u>	<u>Daño/Perjuicio</u>
16/08/2010 - 31/08/2010	US\$ 2.723.972	US\$ 4.797.443	US\$ 2.073.471
01/10/2010 - 15/10/2010	1.024.662	8.161.226	7.136.564
16/10/2010 - 31/10/2010	2.133.703	4.781.508	2.647.805
01/11/2010 - 15/11/2010	4.095.463	8.269.097	4.173.634
16/11/2010 - 30/11/2010	5.632.960	11.840.782	6.207.823
01/12/2010 - 15/12/2010	1.709.809	6.435.098	4.725.289
01/01/2011 - 15/01/2011	8.622.277	12.866.403	4.244.126
01/03/2011 - 15/03/2011	213.437	1.727.144	1.513.707
16/03/2011 - 31/03/2011	1.721.451	17.822.857	16.101.406
Total	US\$ 27.877.732	US\$ 76.701.558	US\$ 48.823.826

205. Aún y cuando Perupetro incluyó en su Memorial de Contestación, y posteriormente en su Réplica que debía aplicarse por defecto el marcador más alto según lo establecido en el numeral 3.2.2 de Acuerdo de Valorización Definitivo, el Tribunal Arbitral estima que debe aplicarse el marcador identificado en el terminal de descarga para cargamento, ya que el propio experto presentado por Perupetro ha identificado los destinos finales. El marcador por defecto que se prevé el dicho numeral representa un desincentivo al Contratista por no entregar puntualmente los reportes de descarga o “discharge reports”, y en este caso no aplica puesto que Perupetro manifiesta conocer los destinos últimos de entrega del gas natural para su consumo final.
206. Toda vez que las Demandantes no rechazaron la regalía presentada en base a los cálculos de los peritos de Perupetro, el Tribunal no encuentra además causa para cuestionarlos por este concepto.
207. En cuanto a la tasa de interés aplicable, debe aplicar aquella establecida en la cláusula 19.6 del Contrato de Licencia, es decir, la tasa de interés preferencial (*prime rate*) más tres puntos porcentuales¹⁴⁴ por un total de 6.25% desde la fecha en que debió haber sido pagada la

¹⁴⁴ El texto de la cláusula señala, con respecto a la tasa de interés moratorio para cuentas en dólares, como sigue: “En el caso de que alguna de las partes no cumpla oportunamente con alguna obligación de pago en el plazo acordado, el monto materia de pago estará afecto a partir del Día siguiente de la fecha en que debió pagarse, a las tasas de interés siguientes: (...) para cuentas que sean expresadas en Dólares y pagaderas en moneda nacional o en dólares, la tasa aplicable será la tasa de interés preferencial (*Prime Rate*) más tres (3) puntos porcentuales publicada por la Reserva Federal de los Estados Unidos de América, aplicada al periodo transcurrido entre la fecha de vencimiento y la fecha efectiva de pago, a falta de esta, las partes acordarán otra que la sustituya adecuadamente”.

regalía conforme al Contrato de Licencia, y hasta la fecha de pago total. Al 31 de diciembre de 2014, el monto de intereses ascendía a USD\$12.693.603 dólares.

208. En base a lo anterior, los cálculos consolidados de daños e intereses al 31 de diciembre de 2014 se identifican en la tabla siguiente¹⁴⁵:

<u>Periodo</u>	<u>Perjuicio</u>	<u>Fecha cálculo de la regalía</u>	<u>Fecha de inicio cálculo</u>	<u>Gastos Financieros</u>	<u>Total</u>
16/08/10 - 31/08/10	2.073.471	31/08/10	31/10/10	596.817	2.670.289
01/10/10 - 15/10/10	7.136.564	15/10/10	15/12/10	1.985.715	9.122.279
16/10/10 - 31/10/10	2.647.805	26/10/10	26/12/10	730.561	3.378.366
01/11/10 - 15/11/10	4.173.634	29/11/10	29/01/11	1.121.567	5.295.201
16/11/10 - 30/11/10	6.207.823	02/12/10	01/02/11	1.664.285	7.872.108
01/12/10 - 15/12/10	4.725.289	22/12/10	21/02/11	1.246.953	5.972.243
01/01/11 - 15/01/11	4.244.126	20/01/11	22/03/11	1.094.204	5.338.330
01/03/11 - 15/03/11	1.513.707	16/03/11	16/05/11	372.944	1.886.651
16/03/11 - 31/03/11	16.101.406	11/04/11	11/06/11	3.880.555	19.981.961
		Total		US\$ 12.693.603	US\$ 61.517.428

IX. COSTAS

209. Las Demandantes han solicitado del Tribunal que ordene a Perupetro reembolsar todos los costos incurridos en la resolución de la controversia, incluyendo aquellos incurridos en el presente arbitraje, que incluyen honorarios, gastos de arbitraje ante el CIADI, peritos y consultores¹⁴⁶.
210. En su escrito del 30 de enero de 2015, que contiene su Declaración de las Demandantes sobre Costas, identificaron (i) las costas de representación legal (USD\$10.370.830,47 dólares), (ii) los honorarios y gastos de expertos, consultores y proveedores de servicios (USD\$2.007.132,43 dólares), y (iii) las costas de arbitraje (USD\$350.000,00 dólares) por un total de USD\$12.727.962,90 dólares. Sobre el monto, consideran que el monto es

¹⁴⁵ Segundo Informe de Experto Carlos Lapuerta, The Brattle Group del 31 de julio de 2014, párrafo 57, Tabla 6, Anexo RWE-012. En la transcripción se eliminan dos columnas por considerarlas innecesarias para efectos de su apreciación.

¹⁴⁶ Memorial de Demanda, párrafo 230; Réplica, párrafo 196.

razonable en vista de la complejidad del caso, el reclamo de Perupetro, y las particularidades de la industria del gas natural licuado, además de que la multiplicidad de partes demandantes generó trabajo adicional en algunas etapas del proceso.

211. Perupetro también demandó el pago de los costos de arbitraje, incluyendo honorarios de abogados que hubiere incurrido en el procedimiento¹⁴⁷.
212. Su comunicación de fecha 30 de enero de 2015 señala los costos incurridos por un total de USD\$3.376.174,00 dólares, y detalla no sólo los conceptos del trabajo realizado, sino también las distintas facturas cubiertas a sus asesores legales en los Estados Unidos de América (USD\$2.559.154,77 dólares), asesores legales en Perú (USD\$108.718,91 dólares), expertos (USD\$808.052,71 dólares), gastos de viaje para representantes del Gobierno del Perú para asistir a la audiencia (USD\$14.600,32 dólares) y los costos del arbitraje al CIADI (USD\$350.000,00 dólares).
213. El acuerdo de arbitraje suscrito por las partes no establece bases para la asignación de costos de arbitraje. Tampoco lo establecen las Reglas de Arbitraje. El Artículo 61 (2) del Convenio CIADI contempla que será el Tribunal quien determinará la manera de distribución de los costos¹⁴⁸. Por lo anterior, ante la discreción concedida al Tribunal, se estima que la determinación debe hacerse en base a las circunstancias del caso.
214. El Tribunal Arbitral estima que las Demandantes deber resarcir a Perupetro la totalidad de los costos de arbitraje, en la medida en que la infructuosa acción presentada por las Demandantes requirió a Perupetro defender un proceso arbitral ante el CIADI, además de que el Tribunal Arbitral ha considerado con mérito la reconvencción planteada y las Demandantes han sido condenadas al pago de los ajustes en la regalía pactada bajo el Contrato de Licencia, así como los intereses. Sobre este punto, es preciso señalar que, aún y cuando las Demandantes mencionaron en el Memorial de Demanda¹⁴⁹ que fueron

¹⁴⁷ Memorial de Contestación, párrafo 180; Dúplica, párrafo 175.

¹⁴⁸ El Artículo 61(2) del Convenio CIADI establece: “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”.

¹⁴⁹ Memorial de Demanda, párrafo 5.

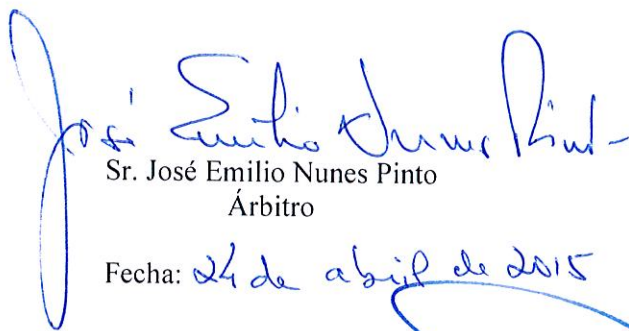
“forzadas” a iniciar el arbitraje a fin de evitar la terminación del Contrato de Licencia, y citaron la carta del 19 de julio de 2012¹⁵⁰ para justificarlo, el Tribunal Arbitral considera que las partes siguieron el proceso previsto contractualmente para estos casos. Perupetro notificó un aviso de incumplimiento al Contratista y detonó el proceso previsto en el acápite 22.1 del Contrato de Licencia que implica conceder al Contratista un plazo de noventa (90) días para acreditar cumplimiento, subsanar o demostrar a satisfacción de Perupetro estar en vías de subsanación. La misma disposición permite, en efecto, iniciar el arbitraje cuando quien recibe la notificación cuestiona o niega la existencia del incumplimiento. Aunque era su prerrogativa iniciar el arbitraje, las Demandantes no pudieron acreditar su posición, en tanto que Perupetro ha sido exitosa en su reconvención.

X. LA DECISIÓN DEL TRIBUNAL

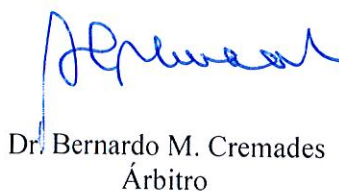
215. El Tribunal Arbitral decide por unanimidad que la presente controversia se encuentra bajo la jurisdicción del CIADI y la competencia del Tribunal.
216. El Tribunal Arbitral decide por unanimidad que existe una obligación del Contratista bajo el Contrato de Licencia de entregar la información a Perupetro respecto del terminal de última descarga, es decir, aquella en donde se llevará a cabo el consumo final del gas natural proveniente del Lote 56, y pagar la regalía pactada en la Cláusula Octava del Contrato de Licencia basada en los mercados de consumo final. En las condiciones actuales, esto sucede en el terminal de descarga en que se lleva a cabo la re-gasificación del gas natural para su posterior venta en dicho mercado para consumo final real.
217. El Tribunal Arbitral decide por unanimidad que el Consorcio incumplió con las obligaciones de calcular correctamente la regalía pactada en el Contrato de Licencia para los diez cargamentos de gas natural objeto de la disputa, ya que aplicó el marcador correspondiente al terminal de descarga que no fue aquella en donde se realizaría el consumo final real del gas natural.

¹⁵⁰ Memorial de Demanda, párrafo 104 citando la carta GGRL-SUPC-GFSA-0826-2012, Anexo C-039.


218. En consecuencia, el Tribunal Arbitral decide por unanimidad que las Demandantes deben pagar a Perupetro los ajustes a la regalía por una cantidad equivalente a USD\$48.823.826 dólares por concepto de daños.
219. El Tribunal Arbitral decide por unanimidad que las Demandantes deben pagar a Perupetro intereses sobre el monto de los daños a una tasa equivalente al 6.25% desde la fecha en que debió haberse pagado hasta la fecha de pago total, sobre saldos insolutos. Al 31 de diciembre de 2014, el monto ascendía a la cantidad de USD\$12.693.603 dólares.
220. El Tribunal Arbitral decide por unanimidad que las Demandantes deben pagar a Perupetro los costos del presente arbitraje, incluyendo los honorarios de abogados, por un monto de USD\$3.376.174,00 dólares.
221. Cualquier otra reclamación o pretensión planteada en el presente arbitraje y no aceptada o concedida bajo esta decisión debe considerarse rechazada.


Sr. José Emilio Nunes Pinto
Árbitro

Fecha: 24 de abril de 2015


Dr. Bernardo M. Cremades
Árbitro

Fecha: 27 de abril 2015


Lic. Eduardo Siqueiros T.
Presidente

Fecha: 30 de abril de 2015