

# **Centro Internacional de Arreglo de Diferencias Relativas a Inversiones**

---

**Burlington Resources Inc.**

Demandante

**c.**

**República del Ecuador**

Demandada

**Caso CIADI N.º ARB/08/5**

---

## **DECISIÓN SOBRE RECONVENCIONES**

---

Tribunal Arbitral  
Profesora Gabrielle Kaufmann-Kohler, Presidente  
Profesora Brigitte Stern, Árbitro  
Sr. Stephen Drymer, Árbitro

Secretario del Tribunal  
Sr. Marco Tulio Montañés-Rumayor

Asistente del Tribunal  
Dr. Magnus Jesko Langer

Fecha: 7 de febrero de 2017

## ÍNDICE DE CONTENIDO

<b>TABLA DE ABREVIACIONES Y DEFINICIONES.....</b>	<b>10</b>
<b>I. LAS PARTES.....</b>	<b>13</b>
<b>A. La Reconviniente.....</b>	<b>13</b>
<b>B. La Reconvendida.....</b>	<b>13</b>
<b>II. ANTECEDENTES PROCESALES .....</b>	<b>13</b>
<b>A. Fase Inicial .....</b>	<b>14</b>
<b>B. Fase Escrita .....</b>	<b>14</b>
<b>C. Audiencia sobre Reconvenciones .....</b>	<b>15</b>
<b>D. Fase Posterior a la Audiencia.....</b>	<b>18</b>
<b>E. Visita del Sitio.....</b>	<b>18</b>
<b>F. Fase Posterior a la Visita del Sitio .....</b>	<b>23</b>
<b>III. INFORMACIÓN GENERAL RESPECTO DE LOS BLOQUES 7 Y 21 .....</b>	<b>24</b>
<b>A. Bloque 7 (incluido el Campo Unificado Coca-Payamino).....</b>	<b>26</b>
<b>B. Bloque 21 .....</b>	<b>33</b>
<b>IV. SÍNTESIS DE LAS POSTURAS Y PETITORIOS DE REPARACIÓN DE LAS PARTES .....</b>	<b>35</b>
<b>A. Posición y petitorio de reparación de Ecuador .....</b>	<b>35</b>
<b>B. Posición y petitorio de Burlington .....</b>	<b>37</b>
<b>V. ANÁLISIS.....</b>	<b>39</b>
<b>A. Cuestiones Preliminares .....</b>	<b>39</b>
1. Jurisdicción .....	39
2. Alcance de la presente Decisión .....	40
3. Relación con el arbitraje de Perenco .....	40
4. Derecho Aplicable .....	44
5. Evaluación de la prueba .....	45
<b>B. Reconvenciones Ambientales .....</b>	<b>46</b>
1. Posición de las Partes .....	47
1.1. Posición de Ecuador .....	47
1.1.1. Burlington es responsable de la totalidad del daño ambiental en los Bloques 7 y 21 .....	47

1.1.2. Burlington es objetivamente responsable del daño ambiental hallado en los Bloques 7 y 21.....	48
1.1.3. La Constitución de 2008 es aplicable a los daños descubiertos con posterioridad a su entrada en vigor.....	48
1.1.4. Las reclamaciones ambientales son imprescriptibles .....	49
1.1.5. A Burlington le corresponde la carga de probar la inexistencia del daño.....	51
1.1.6. En virtud de la responsabilidad objetiva, se presume la causalidad .....	52
1.1.7. Burlington debe restaurar integralmente el ambiente dañado a los valores de fondo, o, subsidiariamente, al estándar de ecosistemas sensibles. ....	54
a. El daño ambiental es distinto a las violaciones de los límites regulatorios permisibles .....	54
b. Burlington debe remediar los suelos contaminados a valores de fondo .....	56
c. Subsidiariamente, Burlington debe remediar los suelos contaminados al estándar de ecosistemas sensibles .....	59
1.2. Posición de Burlington .....	62
1.2.1. El Consorcio fue un operador responsable y ambientalmente consciente. ....	62
1.2.2. Ecuador tergiversa las normas jurídicas aplicables .....	63
1.2.3. La definición de daño ambiental de Ecuador es infundada, ya que un impacto significativo requiere una excedencia de los límites permisibles. ....	65
1.2.4. Ecuador utiliza valores de fondo para representar falsamente e inflar el presunto daño ambiental.....	67
1.2.5. El “argumento regulatorio” de IEMS basado en ecosistemas sensibles es igualmente incorrecto.....	69
1.2.6. Ecuador ignora completamente su obligación de probar la causalidad .....	72
a. Le corresponde a Ecuador la carga de probar la causalidad.....	72
b. Burlington sólo es responsable por el daño ocasionado durante su gestión de los Bloques .....	72
c. La contaminación en Coca-Payamino fue causada por la propia Ecuador.....	73
d. Ecuador no tiene en cuenta del daño ambiental causado por Petroamazonas con posterioridad al mes de julio de 2009.....	74
e. Los CP eximen al Consorcio del daño causado por terceros .....	75
1.2.7. Las reclamaciones de Ecuador se encuentran prescritas en virtud del derecho ecuatoriano.....	76
2. Marco legal aplicable .....	76

2.1.	La Ley de Hidrocarburos y la regulación de la industria hidrocarburífera.....	77
2.2.	La Ley de Prevención y Control de la Contaminación Ambiental .....	78
2.3.	Las Constituciones de los años 1978 y 1998 .....	78
2.4.	La Ley de Gestión Ambiental (LGA) del año 1999.....	79
2.5.	El Reglamento Ambiental para las Operaciones Hidrocarburíferas en el Ecuador (RAOHE).....	80
2.6.	Texto Unificado de Legislación Ambiental Secundaria (TULAS).....	85
2.7.	La Constitución de 2008 .....	91
2.8.	Los CP.....	97
3.	Condiciones de responsabilidad	101
3.1.	El régimen de responsabilidad para las operaciones hidrocarburíferas en Ecuador .....	101
3.1.1.	El régimen de responsabilidad objetiva en virtud de la Constitución de 2008 .....	101
3.1.2.	El régimen de responsabilidad para operaciones hidrocarburíferas anterior a la Constitución de 2008.....	104
3.2.	Prescripción .....	111
3.3.	Responsabilidad consecutiva de los operadores .....	115
4.	Contaminación del suelo	119
4.1.	La noción de daño ambiental.....	119
4.1.1.	Posición de las Partes.....	120
4.1.2.	Análisis .....	122
a.	El daño ambiental en virtud de la legislación ecuatoriana .....	122
b.	La naturaleza subsidiaria de los valores de fondo .....	126
4.2.	Límites permisibles para la remediación de los suelos .....	133
4.2.1.	Tabla aplicable en virtud del TULAS para la remediación de los suelos .....	133
4.2.2.	Ajuste a valores naturales más altos .....	133
a.	Posición de las Partes .....	134
(i)	<i>Valores ajustados adoptados por las Partes .....</i>	<i>134</i>
(ii)	<i>Justificaciones .....</i>	<i>136</i>
b.	Análisis.....	142
(i)	<i>Observaciones preliminares.....</i>	<i>142</i>
(ii)	<i>Metodologías para ajustar valores en virtud del RAOHE y el TULAS .....</i>	<i>143</i>
(iii)	<i>Valores ajustados determinados por el Tribunal .....</i>	<i>145</i>
4.3.	Criterios de uso del suelo .....	149
4.3.1.	Posición de las Partes.....	150
4.3.2.	Análisis .....	152

a.	Significado de <i>uso posterior</i> .....	152
b.	Momento en el cual se evalúa el <i>uso posterior</i> .....	154
c.	Enfoque del Tribunal en pos de determinar el uso posterior del suelo .....	154
4.4.	Directrices para el cálculo de las áreas impactadas y los volúmenes de los suelos afectados.....	162
4.4.1.	Metodología de IEMS y posición de Ecuador.....	162
4.4.2.	Metodología de GSI y posición de Burlington .....	169
4.4.3.	Análisis .....	176
a.	Modelado de IEMS .....	176
b.	Delineación de GSI.....	184
(i)	<i>Parámetros indicadores</i> .....	184
(ii)	<i>Muestreo compuesto</i> .....	185
(iii)	<i>Interpolación lineal</i> .....	187
c.	Enfoque del Tribunal para determinar el alcance de la contaminación del suelo .....	196
4.5.	Costos de remediación para los suelos contaminados.....	198
4.5.1.	Posición de las Partes.....	198
4.5.2.	Análisis .....	202
4.6.	Revisión del Sitio.....	204
4.6.1.	Observaciones preliminares .....	204
4.6.2.	Bloque 7/CPUF .....	206
a.	Coca 1.....	206
b.	Coca 2 y CPF.....	210
c.	Coca 4.....	217
d.	Coca 6.....	220
e.	Coca 8.....	224
f.	Coca 9.....	229
g.	Coca 10/16.....	231
h.	Coca 11.....	234
i.	Coca 12.....	234
j.	Coca 13.....	235
k.	Coca 15.....	235
l.	Coca 18/19.....	235
m.	Payamino 1 y CPF.....	238
n.	Payamino 2/8.....	244
o.	Payamino 3.....	252
p.	Payamino 4.....	253
q.	Payamino 5.....	259
r.	Payamino 10.....	260

s.	Payamino 14/20/24.....	261
t.	Payamino 15.....	264
u.	Payamino 16.....	266
v.	Payamino 21.....	268
w.	Payamino 23.....	270
x.	Relleno Sanitario Payamino.....	275
y.	Punino.....	276
z.	Cóndor Norte.....	278
aa.	Gacela 1/8 y CPF.....	279
bb.	Gacela 2.....	286
cc.	Gacela 4.....	292
dd.	Gacela 5.....	294
ee.	Gacela 6/9.....	295
ff.	Jaguar 1.....	298
gg.	Jaguar 2.....	302
hh.	Jaguar 3.....	309
ii.	Jaguar 5/CPF.....	311
jj.	Jaguar 7/8.....	313
kk.	Jaguar 9.....	317
ll.	Lobo 1.....	318
mm.	Lobo 3.....	318
nn.	Mono 1-5/CPF.....	319
oo.	Mono Centro/10-12.....	327
pp.	Mono Sur/6-9, 11.....	329
qq.	Oso 1/CPF.....	332
rr.	Oso 9, 12, 15-20.....	335
4.6.3.	Bloque 21.....	336
a.	Yuralpa Pad A.....	336
b.	Yuralpa Pad D.....	339
c.	Yuralpa Pad E.....	340
d.	Yuralpa Pad G.....	341
e.	Estación de Transferencia de Desechos Yuralpa.....	341
f.	Chonta.....	342
g.	Dayuno.....	342
h.	Nemoca.....	343
i.	Sumino.....	345
5.	Piscinas de lodo.....	346
5.1.	Posición de Ecuador.....	346
5.2.	Posición de Burlington.....	348

5.3.	Análisis .....	352
5.3.1.	Marco regulatorio .....	352
5.3.2.	Remoción de piscinas .....	356
5.3.3.	Construcción de piscinas .....	357
5.3.4.	Manejo de las piscinas .....	359
5.3.5.	Método para examinar las piscinas .....	361
5.3.6.	Piscinas con o sin impermeabilización .....	362
5.3.7.	Metodología de remediación y costo .....	364
5.3.8.	Evaluación de piscinas de lodo en los Bloques.....	364
a.	Piscinas con crudo intemperizado.....	366
b.	Piscinas mal manejadas .....	370
c.	Análisis de la prueba de lixiviados.....	382
d.	Piscinas no declaradas.....	385
e.	Piscinas reabiertas y reutilizadas .....	385
f.	Taponamiento de piscinas abiertas y no utilizadas.....	386
6.	Aguas subterráneas .....	386
6.1.	Posición de Ecuador .....	386
6.2.	Posición de Burlington .....	391
6.3.	Análisis .....	395
6.3.1.	Marco legal.....	395
6.3.2.	Procedimientos de muestreo .....	396
6.3.3.	Pruebas en suelos arcillosos .....	397
6.3.4.	Filtración.....	400
6.3.5.	Costos de remediación .....	404
7.	Abandono de pozos .....	405
7.1.	Posición de las Partes .....	405
7.2.	Análisis .....	406
8.	Recapitulación .....	408
<b>C.</b>	<b>Reconvenciones en Materia de Infraestructura.....</b>	<b>410</b>
1.	Síntesis de las posiciones de las Partes .....	410
1.1.	Posición de Ecuador .....	410
1.2.	Posición de Burlington .....	416
2.	Análisis .....	421
2.1.	Marco legal.....	421
2.2.	Consideraciones generales sobre la evaluación de las reconvenciones en materia de infraestructura .....	426
2.3.	Reclamaciones relacionadas con los tanques .....	428
2.3.1.	Posición de Ecuador .....	428

2.3.2. Posición de Burlington .....	430
2.3.3. Análisis .....	431
a. Tanque Gacela T-104.....	434
b. Tanque Payamino T-102 .....	435
c. Tanque Yuralpa T-400.....	436
2.4. Reclamaciones relacionadas con líneas de flujo y oleoductos .....	437
2.4.1. Posición de Ecuador .....	437
2.4.2. Posición de Burlington .....	439
2.4.3. Análisis .....	440
2.5. Reclamaciones relacionadas con motores generadores .....	453
2.5.1. Reacondicionamientos.....	454
a. Posición de Ecuador.....	454
b. Posición de Burlington .....	454
c. Análisis.....	456
2.5.2. El uso de la mezcla de crudo y diésel .....	461
a. Posición de Ecuador.....	461
b. Posición de Burlington .....	462
c. Análisis.....	463
2.6. Reclamaciones relacionadas con bombas / sistemas eléctricos / equipos informáticos / mantenimiento de carreteras.....	465
2.6.1. Bombas .....	466
a. Posición de Ecuador.....	466
b. Posición de Burlington .....	466
c. Análisis.....	467
2.6.2. Sistemas eléctricos .....	468
a. Posición de Ecuador.....	468
b. Posición de Burlington .....	468
c. Análisis.....	468
2.6.3. Equipos y software informáticos .....	469
a. Posición de Ecuador.....	469
b. Posición de Burlington .....	470
c. Análisis.....	470
2.6.4. Mantenimiento de caminos y vehículos.....	472
a. Posición de Ecuador.....	472
b. Posición de Burlington .....	472
2.6.5. Análisis .....	473
2.7. Otras reclamaciones .....	474
3. Conclusión .....	475
<b>D. CONCLUSIÓN SOBRE RECONVENCIONES.....</b>	<b>475</b>

<b>VI. INTERESES .....</b>	<b>479</b>
<b>A. Posición de las Partes .....</b>	<b>479</b>
<b>B. Análisis.....</b>	<b>480</b>
<b>VII. COSTAS .....</b>	<b>482</b>
<b>VIII. PARTE DISPOSITIVA.....</b>	<b>482</b>

## TABLA DE ABREVIACIONES Y DEFINICIONES

2º SMCC	Segundo Memorial Suplementario del Ecuador Sobre Reconvenciones [Ecuador] de 24 de abril de 2012 (corregido al día 7 de mayo de 2012), por sus siglas en inglés
Andrade IP	Informe Pericial de Fabián Andrade Narváez de 20 de febrero de 2013
Anexo	Anexo Documental
Anexo C-	Anexos Documentales de la Demandante [Burlington]
Anexo CL-	Anexos Legales de la Demandante [Burlington]
Anexo E-	Anexos Documentales de la Demandada [Ecuador]
Anexo EL-	Anexos Legales de la Demandada [Ecuador]
API	American Petroleum Institute
Bedón IP1	Primer Informe Pericial del Dr. René Bedón de 27 de septiembre de 2012
Bedón IP2	Segundo Informe Pericial del Dr. René Bedón de 2 de julio de 2013
BP	British Petroleum Development Limited
Burlington	Burlington Resources, Inc.
C-EPA	Escrito Posterior a la Audiencia de la Demandante [Burlington] de 3 de octubre de 2014
CEPE	Corporación Estatal Petrolera Ecuatoriana
C-EPVS	Escrito Posterior a la Visita del Sitio de la Demandante [Burlington] de 15 de julio de 2015
CIADI	Centro Internacional de Arreglo de Diferencias Relativas a Inversiones
CMCC	Memorial de Contestación sobre Reconvenciones de la Demandante [Burlington] de 29 de septiembre de 2012, por sus siglas en inglés
Código Civil o CC	Código Civil del Ecuador
Consortio	Consortio formado por Perenco Ecuador Limited y Burlington Resources Oriente Limited
Convenio CIADI	Convenio sobre Arreglo de Diferencias Relativas a Inversiones entre Estados y Nacionales de Otros Estados
CP	Contrato de Producción Compartida
CPF	Planta de Procesamiento Central, por sus siglas en inglés
CPUF	Campo Unificado Coca-Payamino, por sus siglas en inglés
Crespo IP	Informe Pericial de Ricardo Crespo Plaza de 29 de septiembre de 2011
Decisión sobre Jurisdicción	Decisión sobre Jurisdicción de 2 de junio de 2010
Decisión sobre Responsabilidad	Decisión sobre Responsabilidad de 14 de diciembre de 2012
DT	Declaración Testimonial

Dúplica	Dúplica sobre Reconvenciones de la Demandante [Burlington] de 8 de julio de 2013
EIA	Estudio de Impacto Ambiental
EPA	Escrito Posterior a la Audiencia
GSI	GSI Environmental Inc.
GSI IP1	Primer Informe Pericial de GSI de 20 de septiembre de 2012
GSI IP2	Segundo Informe Pericial de GSI de 2 de julio de 2013
IDW	Distancia Inversa Ponderada, por sus siglas en inglés
IEMS	Integrated Environmental Management Services, S.A. de C.V.
IEMS IP1	Primer Informe Pericial de IEMS de 11 de enero de 2011
IEMS IP2	Segundo Informe Pericial de IEMS de 29 de septiembre de 2011
IEMS IP3	Tercero Informe Pericial de IEMS de 23 de abril de 2012
IEMS IP4	Cuarto Informe Pericial de IEMS de 18 de febrero de 2013
IP	Informe Pericial
Laudo	Decisión sobre Reconsideración y Laudo
LGA	Ley de Gestión Ambiental
LH	Ley de Hidrocarburos
LSP	Límite Superior de Predicción
MAB	Programa El Hombre y la Biósfera de la UNESCO, por sus siglas in inglés
NTU	Unidades Nefelométricas de Turbiedad, por sus siglas en inglés
P&T	Bombeo y Tratamiento, por sus siglas en inglés
Perenco	Perenco Ecuador Limited
PRB	Barreras Reactivas Permeables, por sus siglas en inglés
Protocolo de Visita del Sitio	Protocolo Conjunto de Visita del Sitio firmado por ambas Partes de 20 de enero de 2015
PSE	Errores Estándar de Predicción, por sus siglas en inglés
RAOHE	Reglamento Ambiental para las Operaciones Hidrocarburíferas en el Ecuador
REC	Condición Ambiental Reconocida, por sus siglas en inglés
Reglas de Arbitraje	Reglas Procesales Aplicables a los Procedimientos de Arbitraje del CIADI
R-EPA	Escrito Posterior a la Audiencia de la Demandada [Ecuador] de 3 de octubre de 2014
Réplica	Réplica sobre Reconvenciones de la Demandada [Ecuador] de 18 de marzo de 2013
R-EPVS	Escrito Posterior a la Visita del Sitio de la Demandada [Ecuador] de 15 de julio de 2015
ROH	Reglamento de Operaciones Hidrocarburíferas

RP [N.º]	Resolución Procesal [número]
RPS	RPS Group Plc
RPS IP2	Segundo Informe Pericial de RPS de Febrero de 2013
Saltos DT1	Primera Declaración Testimonial de Wilfrido Santos de 28 de Septiembre de 2012
Saltos DT2	Segunda Declaración Testimonial de Wilfrido Santos, sin fecha
SMCC	Memorial Suplementario del Ecuador Sobre Reconvenciones [Ecuador] de 30 de septiembre de 2011, por sus siglas en inglés
SNAP	Sistema Nacional de Áreas Protegidas
SPLP	Procedimiento de Lixiviación por Precipitación Sintética, por sus siglas en inglés
TBI	Tratado Bilateral de Inversión; específicamente, “Tratado entre la República del Ecuador y los Estados Unidos de América sobre Promoción y Protección de Inversiones” de 11 de mayo de 1997
TCLP	Procedimiento de Lixiviación para Determinar la Característica de Toxicidad, por sus siglas en inglés
TPH	Hidrocarburos de Petróleo Totales, por sus siglas en inglés
Tr. [(Día)] [(Idioma)] [página:línea]	Transcripción de la Audiencia sobre Reconvenciones de 1-7 de junio de 2014, versión en español o en inglés, según sea indicado
Tr. Visita del Sitio [(Día)] (ENG) [página:línea]	Transcripción de la Visita del Sitio de 29 de marzo a 1 de abril de 2015, versión en inglés, traducida de la versión original que se encuentra tanto en inglés como en español
Tr. Visita del Sitio [(Día)] (Original) [página:línea]	Transcripción de la Visita del Sitio de 29 de marzo a 1 de abril de 2015, versión tanto en español como en inglés
TULAS	Texto Unificado de Legislación Ambiental Secundaria
UNESCO	Organización de las Naciones Unidas para la Educación, la Ciencia y la Cultura
USD	Dólares Estadounidenses
USEPA	Agencia de Protección Ambiental de Estados Unidos, por sus siglas en inglés
Visita del Sitio	La inspección de un número de sitios dentro de los Bloques 7 y 21
VOC	Compuestos Orgánicos Volátiles, por sus siglas en inglés

## **I. LAS PARTES**

### **A. La Reconviniente**

1. La Reconviniente es la República del Ecuador (“Ecuador” o la “Reconviniente” o la “Demandada”).
2. En el contexto del procedimiento que nos ocupa, la Reconviniente se encuentra representada por el Dr. Diego García Carrión, Procurador General del Estado, la Dra. Blanca Gómez de la Torre, Directora de Asuntos Internacionales y Arbitraje, la Dra. Christel Gaibor y la Dra. Diana Moya de la PROCURADURÍA GENERAL DE ECUADOR; por el Profesor Eduardo Silva Romero, el Sr. José Manuel García Represa, el Sr. Philip Dunham, el Sr. Alvaro Galindo, la Sra. Maria Claudia Procopiak, la Sra. Audrey Caminades y la Sra. Gabriela González Giráldez de la firma de abogados DECHERT (Paris) LLP; y por el Profesor Pierre Mayer que abandonó DECHERT (Paris) LLP el 1 de junio de 2015.

### **B. La Reconvenida**

3. La Reconvenida es Burlington Resources Inc. (“Burlington” o la “Reconvenida” o la “Demandante”), sociedad constituida de conformidad con la legislación del estado de Delaware, Estados Unidos de América, en el año 1988 y activa en la explotación de recursos naturales. El día 31 de marzo de 2006, Burlington fue adquirida por ConocoPhillips, empresa multinacional de energía con sede en el estado de Texas, Estados Unidos de América.
4. En el contexto del procedimiento que nos ocupa, la Reconvenida se encuentra representada por el Sr. Nigel Blackaby, la Sra. Noiana Marigo, la Sra. Lauren Friedman, el Sr. Leon Skornicki y la Sra. Giulia Previti de la firma de abogados FRESHFIELDS BRUCKHAUS DERINGER US LLP; por la Sra. Tracie Renfroe, el Sr. Wade Corriell, el Sr. Esteban Leccese, la Sra. Jamie M. Miller, la Sra. Anisha Sud y la Sra. Sara McBrearty de la firma de abogados KING & SPALDING; y por el Sr. Javier Robalino-Orellana de la firma de abogados FERRERE.

## **II. ANTECEDENTES PROCESALES**

5. Las reconveniones que trata la presente decisión (la “Decisión”) fueron interpuestas como parte del Caso CIADI N.º ARB/08/5, que ya ha dado lugar a decisiones sobre jurisdicción y responsabilidad, y que culminará con la notificación de un Laudo poco tiempo después de la presente Decisión.

### **A. Fase Inicial**

6. Conforme a la Regla 40(2) de las Reglas de Arbitraje CIADI, Ecuador invocó dos reconvencciones en su Memorial de Contestación sobre Responsabilidad de fecha 17 de enero de 2011. Si bien, en un principio, Burlington afirmó que impugnaría la jurisdicción del Tribunal, las Partes posteriormente celebraron un acuerdo de fecha 26 de mayo de 2011 en virtud del cual Burlington aceptaba la jurisdicción del Tribunal respecto de las reconvencciones.<sup>1</sup>

### **B. Fase Escrita**

7. Luego de consultar a las Partes, el Tribunal emitió la Resolución Procesal N.º 8 el 21 de julio de 2011 (las Resoluciones Procesales reciben la denominación “RP” seguida de sus números respectivos; por ejemplo, la Resolución Procesal N.º 8 es “RP8”), que hacía referencia al acuerdo jurisdiccional de las Partes, adjunto a ella, y contenía el calendario aplicable a la fase escrita del procedimiento relativo a las reconvencciones.
8. Con arreglo a este calendario posteriormente modificado a solicitud de las Partes, Ecuador presentó un Memorial Complementario sobre Reconvencciones el día 30 de septiembre de 2011 y un Segundo Memorial Complementario sobre Reconvencciones el día 24 de abril de 2012. Burlington procedió a presentar su Memorial de Contestación sobre Reconvencciones el día 29 de septiembre de 2012. Ecuador presentó su Réplica el día 18 de marzo de 2013, mientras que Burlington presentó su Dúplica el día 8 de julio de 2013.
9. El día 6 de julio de 2012, el Tribunal emitió la RP9 con respecto a la solicitud de exhibición de documentos de Burlington. El día 14 de diciembre de 2012, el Tribunal emitió la RP10 con respecto a la solicitud de exhibición de documentos de Ecuador. El 22 de mayo de 2013, el Tribunal emitió la RP13 con respecto a las solicitudes adicionales de Burlington de exhibición de documentos.
10. El 8 de abril de 2014, el Tribunal emitió la RP16 con respecto a la petición de Ecuador de añadir nuevas pruebas al expediente. El 16 de abril de 2014, el Tribunal emitió la RP17 con respecto a la solicitud de Burlington de añadir nuevas pruebas al expediente. El 16 de mayo de 2014, el Tribunal emitió la RP20 respecto a la solicitud de Burlington de añadir nuevas pruebas en respuesta a los anexos admitidos por el Tribunal en la RP16.

---

<sup>1</sup> Acuerdo entre Burlington et al. y Ecuador de fecha 26 de mayo de 2011 (**Anexo E-251**).

### C. Audiencia sobre Reconvenciones

11. De conformidad con la RP14 de 16 de julio de 2013, la celebración de la audiencia sobre reconvenciones (la “Audiencia”) inicialmente se programó para los días 26 de agosto a 31 de agosto de 2013. Debido a la Propuesta de Recusación del Profesor Francisco Orrego Vicuña presentada el día 25 de julio de 2013, el procedimiento se suspendió conforme a la Regla 9(6) de las Reglas de Arbitraje CIADI. El procedimiento se reanudó el día 10 de enero de 2014 con posterioridad a la recusación del Profesor Orrego Vicuña y al nombramiento del Sr. Stephen Drymer en calidad de árbitro. Por ende, la Audiencia fue reprogramada y, con arreglo a la RP19 de 16 de mayo de 2014, tuvo lugar entre los días 1 y 7 de junio de 2014.
12. La Audiencia se celebró en las oficinas del Banco Mundial ubicadas en París. Las siguientes personas asistieron a la Audiencia:

- El Tribunal

- Miembros del Tribunal

- Profesora Gabrielle Kaufmann-Kohler, Presidente

- Profesora Brigitte Stern, Árbitro

- Sr. Stephen Drymer, Árbitro

- Secretario del Tribunal

- Sr. Marco Tulio Montañés-Rumayor

- Asistente del Tribunal

- Sr. Magnus Jesko Langer

- Representantes de Ecuador

- Abogados

- Sr. Pierre Mayer Dechert (Paris) LLP

- Sr. Eduardo Silva Romero Dechert (Paris) LLP

- Sr. Philip Dunham Dechert (Paris) LLP

- Sr. José Manuel García Represa Dechert (Paris) LLP

- Sr. Timothy Lindsay Dechert LLP

- Sra. Meredith Bloch Dechert (Paris) LLP

- Sra. Audrey Caminades Dechert (Paris) LLP

- Sra. Gabriela González Giráldez Dechert (Paris) LLP

- Personal de Apoyo

- Sra. Djamila Rabhi Dechert (Paris) LLP

- Sr. Jeremy Eichler Dechert (Paris) LLP

- Sr. Pedro Arcoverde Dechert (Paris) LLP

- Sr. Oswaldo Santos Davalos Dechert (Paris) LLP

- Sra. Katerine Marami Dechert (Paris) LLP

Partes

Dr. Diego García Carrión  
Dra. Blanca Gómez de la Torre  
Dra. Diana Moya

Procuraduría General del Estado  
Procuraduría General del Estado  
Procuraduría General del Estado

- Representantes de Burlington

Abogados

Sr. Nigel Blackaby  
Sra. Noiana Marigo  
Sra. Lauren Friedman  
Sra. Giulia Previti  
Sr. Leon Skornicki  
Sra. Sarah Gans  
Sr. Anthony Ogunseye  
Sra. Cassia Cheung  
Sra. Tracie Renfroe  
Sr. Wade Coriell  
Sr. Esteban Leccesse  
Sra. Jamie Miller  
Sra. Anisha Sud  
Sra. Sara McBrearty  
Sra. Verónica García  
Sra. Pui Yee (Lisa) Wong  
Sr. Thomas Norgaard  
Sra. Floriane Lavaud  
Sr. Javier Robalino  
Sr. James Haase

Freshfields Bruckhaus Deringer  
King & Spalding  
Debevoise & Plimpton  
Debevoise & Plimpton  
Paz Horowitz Robalino Garces Abogados  
FTI Consulting

Partes

Sra. Janet Kelly  
Sr. Clyde Lea  
Sra. Laura Robertson  
Sra. Suzana Blades  
Sr. Fernando Avila  
Sra. Ann Morgan  
Sr. Jared L. Richards  
Sr. Rick Greiner

ConocoPhillips Company  
ConocoPhillips Company

- Testigos y peritos de Ecuador

- Testigos

Sr. Saulo Bernabe Carrasco	Agencia de Regulación y Control
Paredes	Hidrocarburífero del Ecuador (ARCH)
Sr. Pablo Alberto Luna Hermosa	Petroamazonas
Sr. Diego Fernando Montenegro	Petroamazonas
Munoz	
Sr. Manuel Solís	Petroamazonas
Sr. Marco Puente	Petroamazonas

- Peritos

Sr. Ricardo Crespo	Universidad San Francisco de Quito
Sr. Fabian Alexander Andrade	Universidad San Francisco de Quito
Narvaez	
Sr. José Rubén Villanueva Peón	IEMS (Integrated Environmental Management Services, S.A. de C.V.)
Sr. José Francisco Alfaro Rodríguez	IEMS (Integrated Environmental Management Services, S.A. de C.V.)
Sr. Jonathan Green	IEMS (Integrated Environmental Management Services, S.A. de C.V.)
Sr. Henry Chaves Kiel	IEMS (Integrated Environmental Management Services, S.A. de C.V.)
Sra. Kathleen Kerr	RPS
Sra. Martha Pertusa	RPS
Sr. Scott Crouch	RPS

- Testigos y peritos de Burlington

- Testigos

Sr. Alex Martínez	Burlington Resources Perú Ltd
Sr. Wilfrido Saltos	Perenco Ecuador Limited
Sr. Eric d'Argenté	Perenco Ecuador Limited

- Peritos

Sr. John Connor	GSI Environmental Inc.
Sr. Gino Bianchi	GSI Environmental Inc.
Sr. Danny Bailey	GSI Environmental Inc.
Sra. Claudia Sánchez de Lozada	GSI Environmental Inc.
Sr. Geoffrey R. Egan	Intertek
Sr. Dr. René Bedón	Albán Bedón Macías & Associates
Sr. Shahrokh Rouhani	NewFields

13. El Tribunal escuchó alegatos de apertura y de cierre por parte de los siguientes abogados:

- Por Ecuador: Sr. Eduardo Silva Romero, Sr. Pierre Mayer, Sr. José Manuel García Represa, Sr. Philip Dunham y Sr. Timothy Lindsay.
- Por Burlington: Sr. Nigel Blackaby, Sr. Wade Coriell y Sra. Tracie Renfroe.

14. Asimismo, el Tribunal recibió pruebas de los testigos de hecho y los peritos enumerados en el párrafo 12.
15. La Audiencia fue interpretada de inglés a español y de español a inglés. También fue grabada en audio y transcripta literalmente, en tiempo real, tanto en inglés como en español. Las Partes recibieron copias de las grabaciones de audio y las transcripciones. Al finalizar la Audiencia, el Tribunal y las Partes discutieron aspectos procesales en relación con cuestiones posteriores a la audiencia, incluyendo la conveniencia y viabilidad de una inspección *in situ*.

#### **D. Fase Posterior a la Audiencia**

16. Con arreglo a la RP21, y después de varias postergaciones, las Partes presentaron en forma simultánea Escritos Posteriores a la Audiencia el día 3 de octubre de 2014.
17. El 22 de diciembre de 2014, el Tribunal emitió la RP24 con respecto a las solicitudes de Burlington de exhibición de documentos, una de las cuales guardaba parcialmente relación con el procedimiento de reconveniciones.

#### **E. Visita del Sitio**

18. Luego de obtener el consentimiento de las Partes durante la Audiencia, el Tribunal procedió a la inspección de diversos sitios dentro de los Bloques 7 y 21 (la “Visita del Sitio”). Mediante una carta de 23 de julio de 2014, el Tribunal informó a las Partes de que el objetivo principal de la Visita del Sitio consistiría en concentrarse en lo siguiente: (i) la contaminación del suelo, incluidas las cuestiones vinculadas a la topografía y las aguas subterráneas; y (ii) el uso de la tierra, incluida la Reserva de Biósfera Sumaco.<sup>2</sup> Previa invitación y orientación del Tribunal, las Partes redactaron un Protocolo Conjunto de Visita del Sitio (el “Protocolo”). A tal efecto, las Partes y el Tribunal llevaron a cabo dos conferencias telefónicas, respectivamente, los días 8 de octubre de 2014 y 4 de noviembre de 2014. Las Partes suscribieron el Protocolo el día 20 de enero de 2015.
19. El Protocolo fue incorporado a la RP30 de 25 de marzo de 2015; establecía el alcance de la Visita del Sitio, disponía la preparación de paquetes conjuntos de información del sitio (“Paquetes Conjuntos del Sitio”), se refería a las inspecciones anteriores a la Visita del Sitio, detallaba el itinerario y cronograma de la Visita del

---

<sup>2</sup> Carta del Tribunal a las Partes de fecha 23 de julio de 2014.

Sitio, preveía un régimen de confidencialidad al igual que de inmunidades, y trataba otras cuestiones varias, tales como transporte y seguridad, hospedaje, alimentación, seguridad ocupacional y salud.

20. Hasta 12 representantes de cada Parte fueron autorizados a asistir a cada sitio visitado.<sup>3</sup> Se invitó a los abogados de las Partes a realizar presentaciones orales en cada sitio y a responder a las preguntas del Tribunal. El Tribunal también hizo preguntas tanto al grupo de peritos como a los testigos de hecho designados por cada Parte respecto de un sitio en particular.<sup>4</sup> No fueron permitidas preguntas de seguimiento de las Partes, excepto cuando fue autorizado por el Tribunal según determinadas circunstancias (tales como la relevancia específica del tema y el tiempo disponible); lo que en efecto ocurrió en varias ocasiones.<sup>5</sup>
21. Conforme al Protocolo, se estimó que las presentaciones de las Partes tenían la naturaleza de escritos, mientras que las respuestas de peritos y testigos a las preguntas del Tribunal fueron consideradas pruebas. Por consiguiente, los peritos y testigos que participaron en la Visita del Sitio efectuaron la declaración prevista en la Regla 35(2) o (3) de las Reglas de Arbitraje CIADI al comienzo de la Visita del Sitio.<sup>6</sup>
22. El Protocolo también especificaba que cualquier objeción relativa al desarrollo de la Visita del Sitio debía formularse de inmediato, tan pronto como fuera posible y, como máximo, a la hora de la cena del día en que hubiera ocurrido el incidente invocado.<sup>7</sup> De hecho, todos los días antes de la cena se celebraron reuniones informativas informales a fin de analizar el desarrollo de la Visita del Sitio de ese día e intentar llegar a un acuerdo respecto de posibles mejoras.
23. Los Paquetes Conjuntos del Sitio incluían información vinculada a los sitios específicos a visitar (por ejemplo, extractos de informes periciales, escritos,

---

<sup>3</sup> Protocolo, ¶ 7.

<sup>4</sup> *Id.*, ¶ 4. Del lado de Ecuador, IEMS fue el perito designado para Yuralpa Pad A, Payamino 2/8, Payamino 1, Payamino CPF, Coca 8, Jaguar 7/8, Mono CPF, Gacela 2, Gacela 1/8, Gacela CPF y Coca 15. El Sr. Crouch fue el perito designado para Coca CPF y Jaguar 1. El Sr. Puente fue el testigo de hecho designado para Payamino 2/8, Payamino 1, Payamino CPF, Coca CPF, Coca 8, Jaguar 1, Jaguar 7/8, Mono CPF, Gacela 2, Gacela 1/8, y Coca 15. El Sr. Luna fue el testigo de hecho designado para Yuralpa Pad A y Gacela CPF. Del lado de Burlington, GSI fue el perito designado para todos los sitios, mientras que el Sr. Saltos fue el testigo de hecho designado para todos los sitios.

<sup>5</sup> *Id.*, ¶ 4.

<sup>6</sup> *Id.*, ¶ 5.

<sup>7</sup> *Id.*, ¶ 9.

fotografías, mapas y/o registros históricos), aunque su contenido se limitaba a pruebas que ya obraban en el expediente.<sup>8</sup> Las Partes acordaron que no se realizaría muestreo alguno y que no se perturbaría ningún medio (suelo, aguas subterráneas, sedimento o aguas superficiales) durante o antes de la Visita del Sitio.<sup>9</sup> Los lugares fuera de la plataforma podían inspeccionarse previa solicitud, y los desacuerdos relativos a la Visita del Sitio planeada habían de ser resueltos por el Tribunal con anterioridad a la Visita del Sitio.<sup>10</sup>

24. La Visita del Sitio se desarrolló en inglés y español con interpretaciones simultáneas.<sup>11</sup> Fue grabada en audio y video, y dichas grabaciones captaron lo siguiente: (i) las presentaciones de las Partes, (ii) las preguntas del Tribunal, (iii) las respuestas a dichas preguntas, y (iv) las características de los sitios que hubiera solicitado el Tribunal.<sup>12</sup>
25. La Visita del Sitio tuvo lugar entre los días 29 de marzo de 2015 y 1 de abril de 2015, con reserva del día 2 de abril 2015. Las siguientes personas asistieron a la Visita del Sitio:<sup>13</sup>
- Por el Tribunal  
Profesora Gabrielle Kaufmann-Kohler, Presidente del Tribunal  
Sr. Stephen Drymer, Árbitro  
Profesora Brigitte Stern, Árbitro  
Secretario del Tribunal  
Sr. Marco Tulio Montañés-Rumayor  
Asistente del Tribunal  
Sr. Magnus Jesko Langer
  - Representantes de Ecuador  
Dr. Diego García Carrión, Procuraduría General del Estado  
Dra. Blanca Gómez de la Torre, Procuraduría General del Estado

---

<sup>8</sup> *Id.*, ¶¶ 10-11.

<sup>9</sup> *Id.*, ¶ 28.

<sup>10</sup> *Id.*, ¶ 29.

<sup>11</sup> *Id.*, ¶ 30.

<sup>12</sup> *Id.*, ¶ 31.

<sup>13</sup> Véase: Lista Conjunta de Participantes, presentada por Burlington el día 20 de marzo de 2015 y confirmada por Ecuador en la misma fecha. Esta lista no incluye el personal militar o policial de Ecuador a cargo de la seguridad durante la Visita del Sitio.

- Dra. Diana Moya, Procuraduría General del Estado
- Sr. Eduardo Silva Romero, Dechert (Paris) LLP
- Sr. José Manuel García Represa, Dechert (Paris) LLP
- Sra. Audrey Caminades, Dechert (Paris) LLP
- Sra. Gabriela González Giráldez, Dechert (Paris) LLP
- Representantes de Burlington

Sra. Suzana Blades, Burlington/ConocoPhillips

Sr. Rick Greiner, Burlington/ConocoPhillips

Sra. Laura Robertson, Burlington/ConocoPhillips

Sr. John Urby, Burlington/ConocoPhillips<sup>14</sup>

Sr. Nigel Blackaby, Freshfields Bruckhaus Deringer

Sra. Tracie Renfroe, King & Spalding LLP

Sra. Jamie Miller, King & Spalding LLP

Sr. Thomas Norgaard, Debevoise & Plimpton LLP

Sr. Javier Robalino, Paz Horowitz
  - Testigos y peritos de Ecuador

Sra. Martha Pertusa, RPS

Sr. Scott Crouch, Di Sorbo Consulting

Sr. Francisco Alfaro, IEMS

Sr. Henry Chaves, IEMS

Sr. Rodrigo Anota, IEMS

Sr. Marcel López, IEMS

Sr. Marco Puente, Petroamazonas

Sr. Pablo Luna, Petroamazonas
  - Testigos y peritos de Burlington

Sr. John Connor, GSI Environmental

Sr. Gino Bianchi, GSI Environmental

Sr. Danielle Kingham, GSI Environmental

Sr. Wilfrido Saltos, Perenco
  - Equipo técnico

Sr. Daniel Giglio, Intérprete

Sr. Charles Roberts, Intérprete

---

<sup>14</sup> De conformidad con el párrafo 53 del Protocolo, el Sr. Urby asistió a la Visita del Sitio en calidad de seguridad, por lo cual no cuenta para el máximo de 12 participantes.

Sr. Favio Claire, Contratista AV

Sr. Christian Richard Winter, Contratista AV

26. El Tribunal y las Partes visitaron los siguientes sitios:

El día 1 (29 de marzo de 2015): Yuralpa Pad A;

El día 2 (30 de marzo de 2015): Payamino 2/8, Payamino 1/CPF, Coca 8 y Coca CPF;

El día 3 (31 de marzo de 2015): Jaguar 1, Jaguar 7/8 y Mono CPF;

El día 4 (1 de abril de 2015): Gacela 2, Gacela CPF, Gacela 1/8 y Coca 15.<sup>15</sup>

27. Si bien el Protocolo disponía que no habría registros de la Visita del Sitio con excepción de las transcripciones y las grabaciones de audio y video mencionadas *supra*, con el consentimiento de las Partes, se organizó la toma de una fotografía oficial el día 2 en el sitio Coca 8. Dicha fotografía, que se reproduce *infra*, retrata al Tribunal, su Secretario y su Asistente, a los representantes de las Partes y sus Abogados, a los peritos, los testigos de hecho y los intérpretes.



<sup>15</sup> Cronograma de Visita del Sitio adjunto al Protocolo como Anexo A.

## F. Fase Posterior a la Visita del Sitio

28. De conformidad con el párrafo 31 del Protocolo y el párrafo 2 de la RP31 de 21 de abril de 2015, el Secretariado del CIADI puso copias de las grabaciones de audio/video sin editar a disposición de las Partes el día 21 de abril de 2015. También les proporcionó a las Partes las transcripciones *in situ* el día 19 de mayo de 2015 y circuló las transcripciones traducidas de manera progresiva entre los días 31 de mayo de 2015 y 6 de junio de 2015.
29. Burlington se opuso a la voluntad de Ecuador de hacer uso público de las grabaciones de audio/video. El Tribunal decidió que, ante la ausencia del consentimiento de ambas Partes, conforme al Protocolo y a la Regla 22(2) del Reglamento Administrativo y Financiero del CIADI, las grabaciones de audio/video y sus transcripciones no podían ponerse a disposición del público ni utilizarse fuera del presente procedimiento. Sin embargo, dada la insistencia de Ecuador en su deber de transparencia dentro de su marco jurídico local, el Tribunal señaló que, de requerir la utilización de las grabaciones de audio/video y/o las transcripciones, Ecuador podía solicitar dicha autorización ante el Tribunal, en la cual debía: (i) identificar con precisión los fragmentos que quería utilizar, (ii) describir el propósito específico para el cual se usarían los fragmentos identificados, y (iii) explicando las razones por las cuales tal publicación se considera necesaria.<sup>16</sup> Finalmente, Ecuador no solicitó la autorización del Tribunal.
30. Con arreglo a la RP31, las Partes presentaron Escritos Posteriores a la Visita del Sitio el 15 de julio de 2015. En la RP31, el Tribunal pidió a las Partes la presentación en forma conjunta de determinados mapas integrados en profundidad correspondientes a los sitios inspeccionados durante la Visita del Sitio, de forma que le permitiese al Tribunal comparar con mayor facilidad las descripciones respectivas de las Partes de la supuesta contaminación y de las áreas que habían de repararse en consecuencia. Esta solicitud presentó dificultades para las Partes en términos de los datos necesarios para generar dichos mapas y el posible uso de datos y mapas que no obraran en el expediente previamente. Como resultado, después de un extenso intercambio de correspondencia, el 12 de agosto de 2015 el Tribunal informó a las Partes que, a la luz de dichas dificultades inesperadas, prefería no recibir los mapas.

---

<sup>16</sup> RP31, ¶ 9.

31. Luego de la emisión (el día 14 de agosto de 2015) de la Decisión Provisional sobre la Reconvención Ambiental en el marco del Caso CIADI N.º ARB/08/6, *Perenco Ecuador Limited c. República del Ecuador (Perenco c. Ecuador)*, el Tribunal invitó a las Partes a realizar sus comentarios sobre dicha decisión; lo que hicieron el día 18 de septiembre de 2015.
32. En el curso de sus deliberaciones, el Tribunal proporcionó a las Partes informes de actualización sobre su progreso los días 13 de noviembre de 2015, 25 de febrero de 2016 y 27 de julio de 2016. Previa invitación del Tribunal, las Partes realizaron sus escritos sobre costos el día 2 de mayo de 2016 y sus escritos de respuesta el día 23 de mayo de 2016.
33. Por medio de una Carta de 18 de enero de 2017, Ecuador solicitó autorización al Tribunal para presentar la grabación tanto de audio como de video de la visita del sitio respecto de los Bloques 7 y 21, llevada a cabo en el marco de *Perenco c. Ecuador*. A través de una Carta de 21 de enero de 2017, Burlington objetó a la petición de Ecuador. Después de debida deliberación, el Tribunal llegó a la conclusión de que la presentación de la grabación tanto de audio como de video de la visita del sitio de *Perenco c. Ecuador* no contribuiría a la resolución de las reconvenciones en el presente procedimiento. Consecuentemente, por medio de una Carta de 25 de enero de 2017, el Tribunal denegó la petición de Ecuador de introducir la grabación de audio y video de la visita del sitio de *Perenco* al expediente de este arbitraje. Además, mediante la misma carta, el Tribunal declaró el cierre del procedimiento a partir del 25 de enero de 2017 de conformidad con la Regla 38 (1) de las Reglas de Arbitraje CIADI.

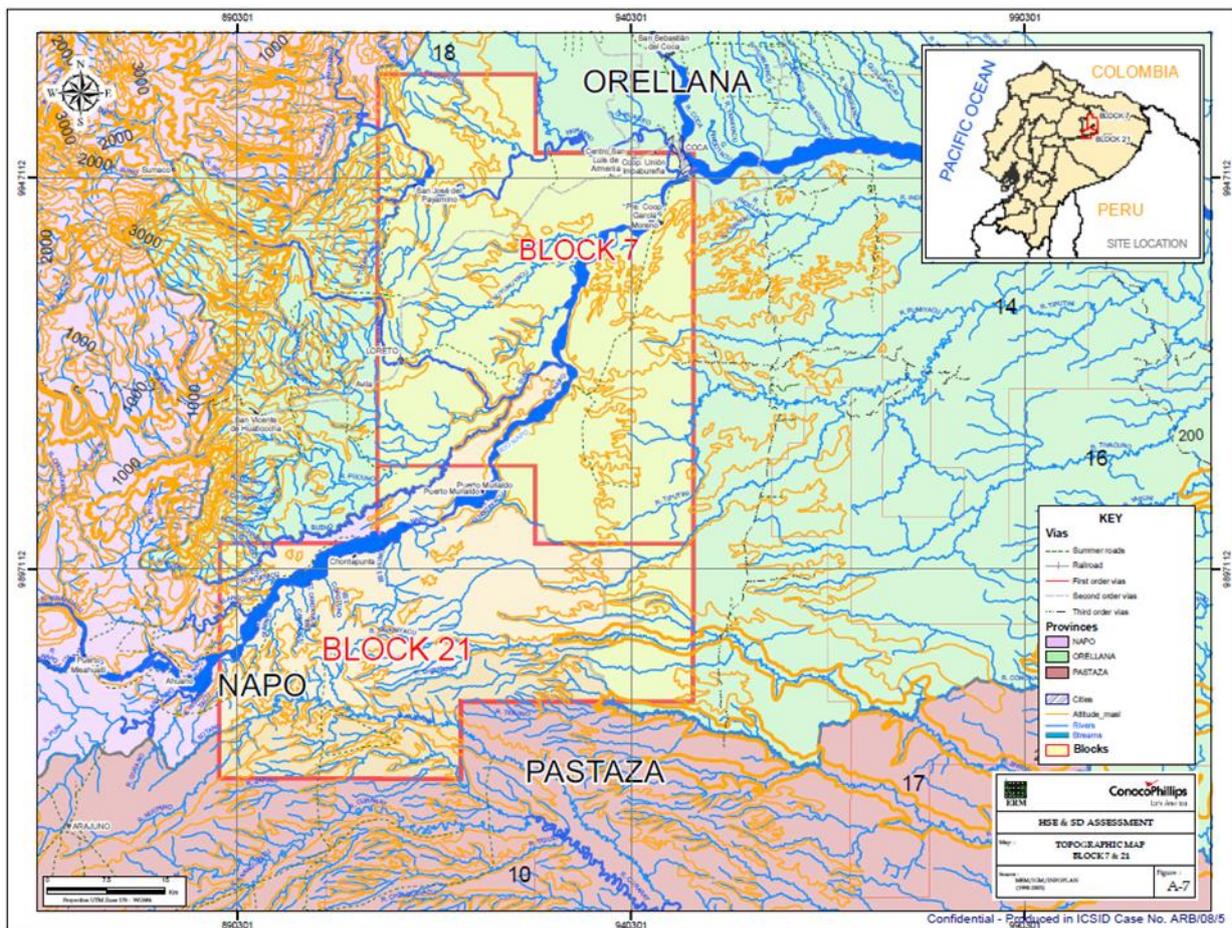
### **III. INFORMACIÓN GENERAL RESPECTO DE LOS BLOQUES 7 Y 21**

34. En la medida en que sea relevante a propósito de las reconvenciones, se incorporan a esta Decisión las descripciones fácticas que se encuentran en decisiones dictadas previamente en el marco de este arbitraje; a saber, la Decisión sobre Jurisdicción y la Decisión sobre Responsabilidad. De manera similar, se emplean con el mismo significado los términos y abreviaturas utilizados en ellas.
35. La presente sección trata diversas características de los Bloques 7 y 21 que no se han tratado previamente, en particular, en lo que se refiere a su geografía y a las operaciones petroleras que se han desarrollado en los Bloques, incluso por Petroamazonas después del mes de julio de 2009. Así, la sección se basa en alegaciones fácticas que no fueron controvertidas, o en hechos que el Tribunal

considera establecidos. Cuando se ha controvertido un hecho al que se hace referencia, se le observa como tal.

36. Los Bloques 7 y 21 se encuentran ubicados en las provincias de Francisco de Orellana, Napo y Pastaza, en la región amazónica del Oriente ecuatoriano.<sup>17</sup> Situado al este de la cordillera andina en el nordeste de Ecuador, el Oriente se encuentra ubicado en una llanura ligeramente ondulada entre los 200 y los 350 metros sobre el nivel del mar, y se caracteriza por la presencia de pantanos y numerosos cuerpos de agua desembocando en el Río Napo.<sup>18</sup>

**Mapa topográfico de los Bloques 7 y 21<sup>19</sup>**



<sup>17</sup> IEMS IP1, pág. 8, Sección 2.1.

<sup>18</sup> *Id.*, pág. 11, Sección 2.3.2.

<sup>19</sup> Mapa extraído de: HSE & SD Assessment and other Technical Services, *Activos en Ecuador*, noviembre de 2006, pág. 76 (**Anexo CE-CC-126**).

#### **A. Bloque 7 (incluido el Campo Unificado Coca-Payamino)**

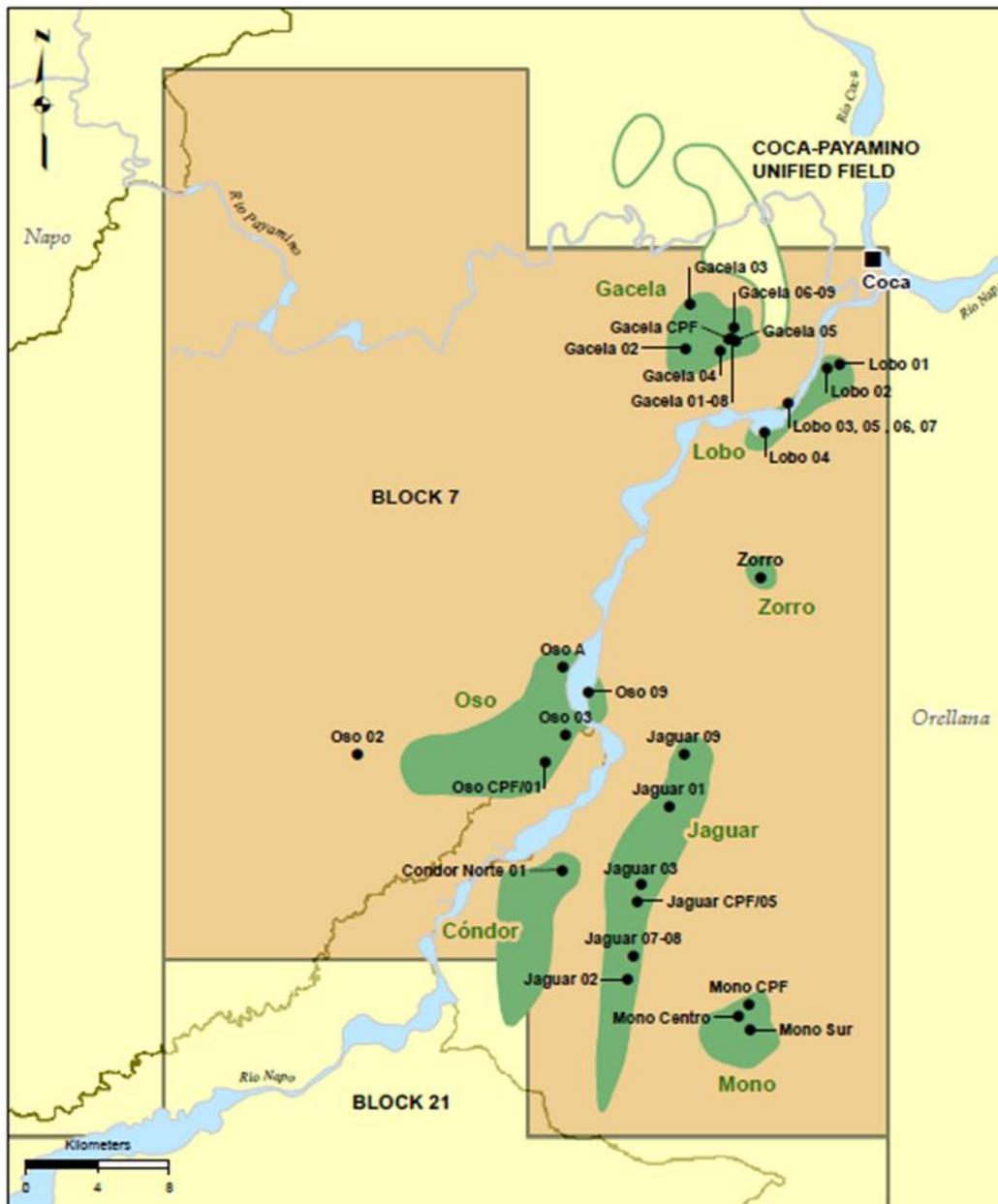
37. El Bloque 7 y el Campo Unificado Coca-Payamino (el “CPUF”), que se extiende hacia el noreste del Bloque 7, cubren una superficie cerca de 2000 kilómetros cuadrados ubicada aproximadamente a 160 kilómetros al este de la capital Quito.
38. Se trata asimismo de un área relativamente poblada: la ciudad de Francisco de Orellana (también conocida como “Coca”), capital de la provincia de Orellana, se encuentra ubicada en este Bloque, en la confluencia de los Ríos Napo, Coca y Payamino.<sup>20</sup> La provincia de Orellana cuenta con una población de 136.000 habitantes, de los cuales alrededor de 73.000 viven en la ciudad de Coca.<sup>21</sup> Coca constituye el principal centro de contratistas petroleros y funciona como plataforma de numerosas operaciones petroleras a través de toda la región. El siguiente mapa muestra el Bloque 7:<sup>22</sup>

---

<sup>20</sup> SMCC, ¶ 61.

<sup>21</sup> *Ibid.*

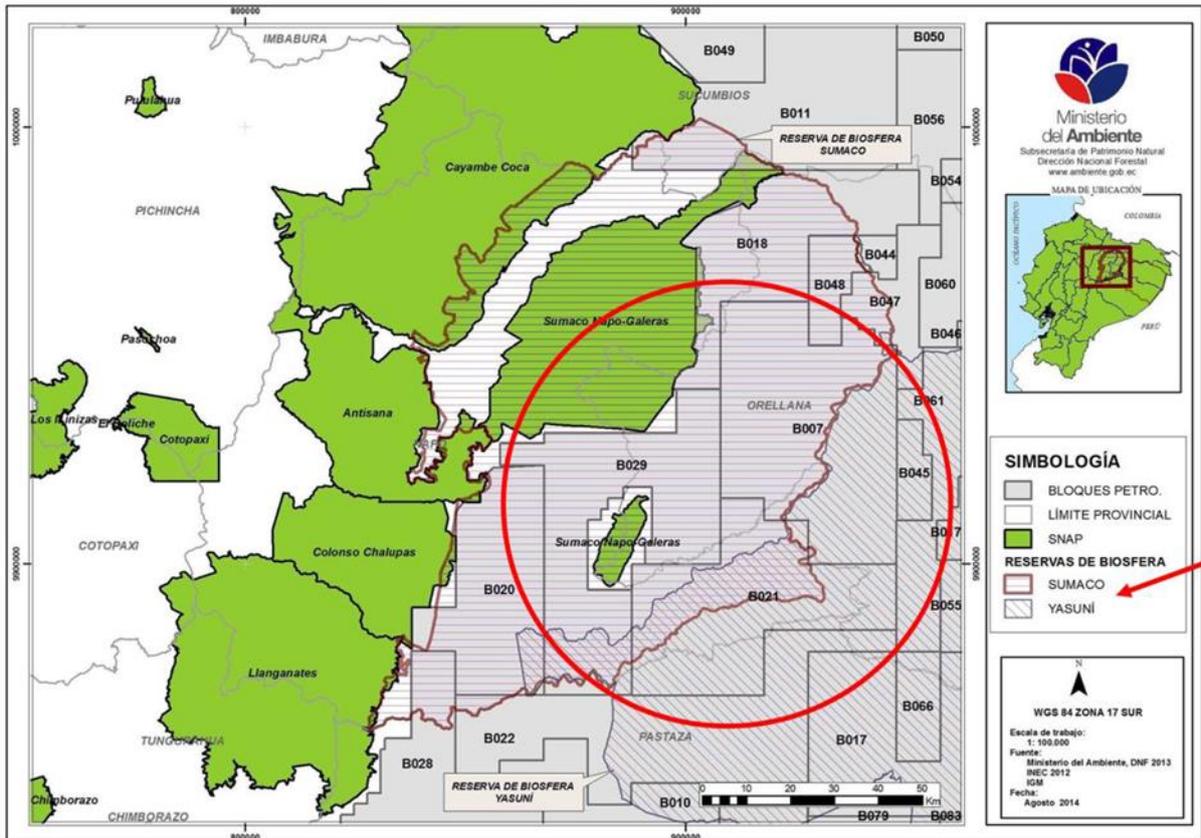
<sup>22</sup> Mapa extraído de: GSI IP1, Apéndice D, pág. 187, Figura D.2.b.



39. Una parte importante del Bloque 7, incluida la ciudad de Coca, se superpone con la Reserva de Biosfera Sumaco,<sup>23</sup> y con la Reserva de Biosfera Yasuní; ambas constituyen reservas establecidas por el Programa sobre el Hombre y la Biosfera (MAB por sus siglas en inglés) de la Organización de las Naciones Unidas para la Educación, la Ciencia y la Cultura (UNESCO por sus siglas en inglés).<sup>24</sup> El siguiente mapa muestra las Reservas de Biosfera Sumaco y Yasuní.<sup>25</sup>

<sup>23</sup> Mapa de los Campos Petrolíferos y de la Reserva de Biosfera Sumaco (**Anexo E-339**). Véase, asimismo: R-ESPV, ¶ 12.

<sup>24</sup> Mapa, Biosferas de la UNESCO, *Ministerio del Ambiente* (**Anexo E-565**). Véanse, asimismo: Evaluación de Salud, Seguridad, Ambiente y Desarrollo Sustentable y Otros Servicios Técnicos: Activos en Ecuador, confeccionado para ConocoPhillips en el mes de noviembre de



40. Además de algunos pozos exploratorios, tales como Zorro y Cóndor, perforados por Texaco en la década de 1970, el Bloque 7 fue desarrollado por primera vez por British Petroleum Development Limited (“British Petroleum” o “BP”) en virtud de un Contrato de Prestación de Servicios celebrado en diciembre de 1985 (“Contrato de Prestación de Servicios”) con la entonces Corporación Estatal Petrolera Ecuatoriana, (“CEPE”).<sup>26</sup> En ese momento, el Bloque 7 no incluía el campo Coca o

2006, pág. 80 (**Anexo E-222**); *Reservas de Biosfera del Ecuador: Lugares excepcionales*, Ministerio del Ambiente de Ecuador, GTZ/GESOREN-DED-WCS-NCI-UNESCO Quito, 2010 (**Anexo E-380**); Mapa de los Campos Petrolíferos y de la Reserva de Biosfera Sumaco (**Anexo E-339**).

<sup>25</sup> Mapa, Biosferas de la UNESCO, *Ministerio del Ambiente (Anexo E-565)*. Véanse, asimismo: Evaluación de Salud, Seguridad, Ambiente y Desarrollo Sustentable y Otros Servicios Técnicos: Activos en Ecuador, confeccionado para ConocoPhillips en el mes de noviembre de 2006, pág. 80 (**Anexo E-222**); *Reservas de Biosfera del Ecuador: Lugares excepcionales*, Ministerio del Ambiente de Ecuador, GTZ/GESOREN-DED-WCS-NCI-UNESCO Quito, 2010 (**Anexo E-380**); Mapa de los Campos Petrolíferos y de la Reserva de Biosfera Sumaco (**Anexo E-339**). El término “SNAP” en la leyenda del mapa alude al sistema ecuatoriano de áreas protegidas a nivel nacional (*Sistema nacional de áreas protegidas*).

<sup>26</sup> El día 18 de diciembre de 1985, la Corporación Estatal Petrolera Ecuatoriana (“CEPE”) y BP celebraron un Contrato de Prestación de Servicios para la Exploración y Explotación de Hidrocarburos en el Bloque Siete de la Región Amazónica Ecuatoriana. Contrato de Prestación de Servicios para la Exploración y Explotación de Hidrocarburos en el Bloque Siete de la Región Amazónica Ecuatoriana, 18 de diciembre de 1985 (**Anexo CE-CC-4; Anexo P-5**). Véase, asimismo: Contrato de Participación para la Exploración y Explotación de Hidrocarburos en el Bloque 7, 23 de marzo de 2000, Cláusula, 2.1 (**Anexo CE-CC-28**); Saltos DT1, ¶ 28.

la parte del campo Payamino que se extendía hacia el norte del Bloque 7 y que eran operados por CEPE.<sup>27</sup> Tras el descubrimiento de petróleo en el campo Payamino por parte de BP (en el ángulo nororiental del Bloque 7),<sup>28</sup> la perforación del pozo Payamino 2 por parte de CEPE en el año 1987, y la perforación de los pozos Coca 4 y Coca 7 por parte de Petroproducción (subsidiaria de CEPE) en el año 1989, se arribó a la conclusión de que el reservorio petrolero del campo Payamino se extendía más allá de los límites del Bloque 7 hacia el campo Coca, conformando así un “yacimiento común”.<sup>29</sup>

41. En consecuencia, se iniciaron negociaciones por un Convenio de Explotación Unificada de los Yacimientos Comunes Basal Tena, Napo “U”, y Hollín Superior y Hollín Principal del CPUF (“Acuerdo de Unificación”).<sup>30</sup> El día 11 de octubre de 1990, Oryx (que en septiembre de 1990 había adquirido el 100% de los derechos de BP en virtud del Contrato de Prestación de Servicios) y Petroecuador (que en septiembre de 1989 había reemplazado a CEPE) celebraron el Acuerdo de Unificación, que disponía la operación alternada del CPUF entre Oryx y la empresa estatal Petroproducción (que ejercía los derechos de Petroecuador en virtud del Acuerdo de Unificación).<sup>31</sup> En consecuencia, Petroproducción operó el CPUF entre los meses de febrero de 1991 y febrero de 1994. Oryx operó el CPUF entre los meses de febrero de 1994 y junio de 1997, y Petroproducción retomó las operaciones desde junio de 1997 hasta febrero de 2000.<sup>32</sup>

---

<sup>27</sup> SMCC, ¶ 63.

<sup>28</sup> *Ibid.* Véase, asimismo: (**Anexo CE-CC-7**).

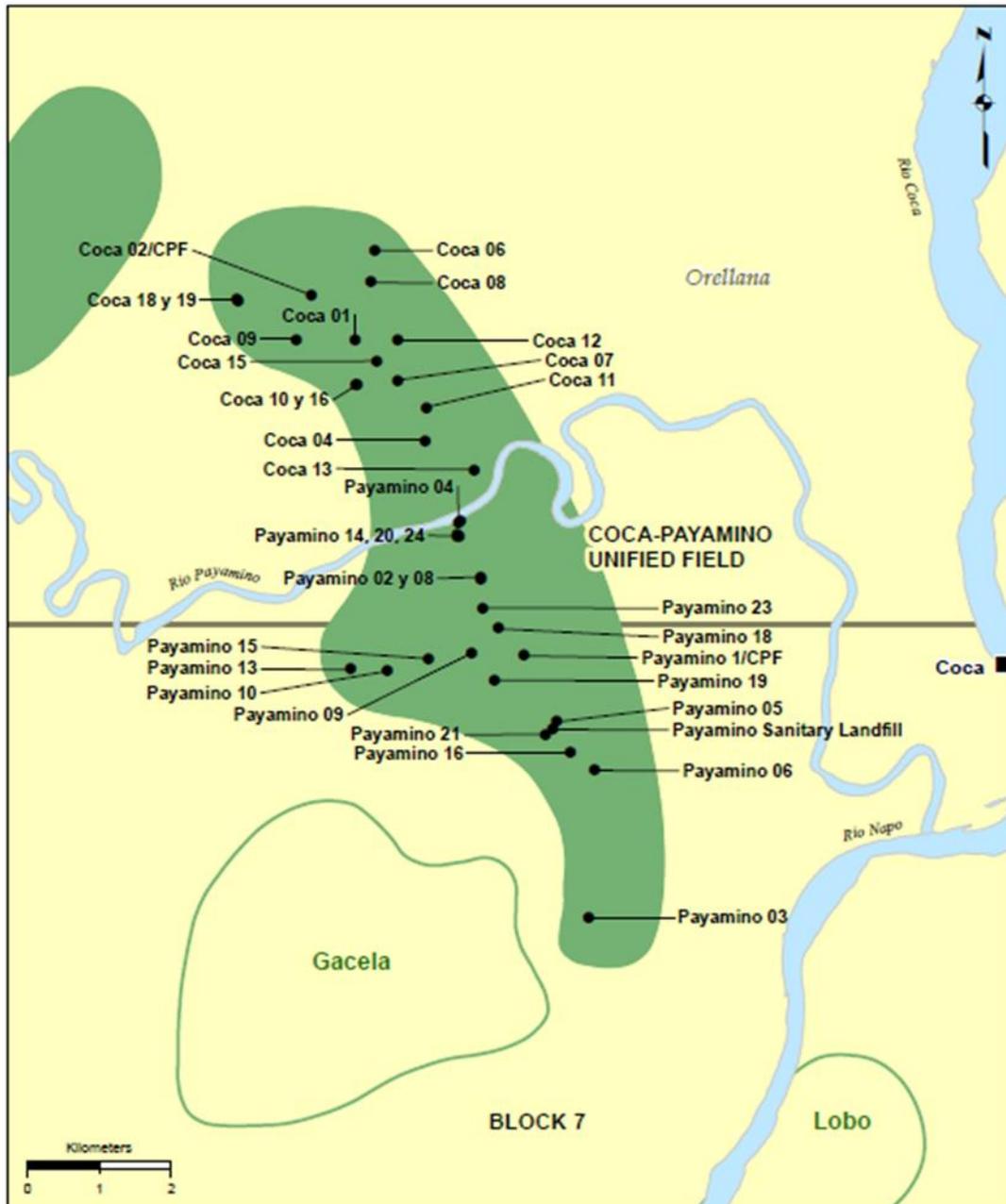
<sup>29</sup> Saltos DT1, ¶ 35; CMCC, ¶ 94; SMCC ¶ 63.

<sup>30</sup> 2º SMCC, ¶¶ 58-63; Saltos DT1, ¶ 36.

<sup>31</sup> Convenio de Exploración Unificada de los Yacimientos Comunes Basal Tena, Napo “U”, Hollín Superior y Hollín Principal del Campo Coca-Payamino, 20 de julio de 1990 (**Anexo CE-CC-8**).

<sup>32</sup> CMCC, ¶ 95.

42. El CPUF se representa en el mapa *infra*:<sup>33</sup>



43. Tal como se muestra en los mapas en los párrafos 38 y 42 *supra*, el Bloque 7 (que incluye el CPUF) presenta siete campos petrolíferos activos: Payamino, Coca, Lobo, Mono, Jaguar, Oso, Gacela, y Cóndor.<sup>34</sup> Tal como fue observado *supra*, Oryx adquirió la participación de British Petroleum en el Contrato de Prestación de Servicios del Bloque 7 en el año 1990. En el año 1993, Santa Fe Minerales del Ecuador, S.A. (“Santa Fe”), Sociedad Internacional Petrolera (“Sipetrol”) y SigdOil

<sup>33</sup> Mapa extraído de: GSI IP1, Ap. D, pág. 187, Figura D.2.a.

<sup>34</sup> Nunca se puso en marcha el campo Zorro.

S.A. (que posteriormente cambiaría su nombre a Compañía Latinoamericana Petrolera Numero Dos S.A. o “Clapsa II”) adquirieron intereses en el Contrato de Prestación de Servicios.<sup>35</sup> En el año 1995, Santa Fe transfirió sus derechos a Preussag Energie GmbH (“Preussag”).<sup>36</sup>

44. En el año 1999, Oryx devino en Kerr McGee Ecuador Energy Corporation (“Kerr McGee” o “KmG”).<sup>37</sup> En el mes de marzo de 2000, se introdujo una modificación al Contrato de Prestación de Servicios y el marco contractual migró a un Contrato de Producción Compartida (“CP” o “Contrato de Participación”), que fue celebrado entre Petroecuador, por una parte, y Kerr McGee, Preussag, Sipetrol y Clapsa II, por la otra, para la operación conjunta del Bloque 7 y el Campo Unificado Coca-Payamino.<sup>38</sup> Como consecuencia de esa transacción, Kerr McGee se convirtió en el operador conjunto de Bloque 7 y el Campo Unificado Coca-Payamino, y desde entonces las dos áreas se han administrado en forma conjunta.<sup>39</sup> En virtud del Contrato de Participación, las compañías Contratistas debían invertir en el Bloque a su propio riesgo a cambio de una parte del crudo de petróleo producido.<sup>40</sup>
45. En el curso del año 2001, Perenco Ecuador Limited (“Perenco”) y Burlington adquirieron intereses en el CP del Bloque 7, Perenco siendo titular del 45%<sup>41</sup> y Burlington del 42,5%.<sup>42</sup> Perenco se convirtió en el operador del bloque el día 12 de diciembre de 2002. Posteriormente, el Consorcio Perenco-Burlington (el

---

<sup>35</sup> Saltos DT1, ¶ 28, punto 3.

<sup>36</sup> *Id.*, ¶ 28, punto 4; SMCC, nota 49. Véase, asimismo: Contrato de Participación del Bloque 7, Cláusula 2.4 (**Anexo C-1**).

<sup>37</sup> Saltos DT1, ¶ 28, punto 5; CMCC, ¶ 87.

<sup>38</sup> En el mes de marzo de 2000, el consorcio conformado por KmG, Preussag, Sipetrol y Clapsa II celebró un Contrato de Participación para la Exploración y Explotación de Hidrocarburos (Crudo) en el Bloque 7 de la Región Amazónica Ecuatoriana (**Anexo CE-CC-28**). Saltos DT1, ¶ 28, punto 6; CMCC, ¶ 88; SMCC, ¶ 70.

<sup>39</sup> SMCC, ¶¶ 65-71.

<sup>40</sup> CMCC, ¶ 88. Con respecto al campo Coca-Payamino, se celebró un convenio de operación conjunta en el mes de mayo de 2000, conforme al cual, Kerr McGee, en su calidad de operador del Bloque 7, asumió la operación del campo Coca-Payamino. Excepto por el porcentaje de producción asignado, se incorporaron en el Convenio Coca-Payamino todos los derechos y obligaciones en el CP del Bloque 7. SMCC, ¶ 71. Véase, asimismo, el Convenio Coca-Payamino (**Anexo C-97**).

<sup>41</sup> CMCC, ¶ 89.

<sup>42</sup> Con respecto al Bloque 7, Burlington Oriente adquirió una participación del 25% el día 25 de septiembre de 2001, una participación del 5% el día 13 de diciembre de 2001, y una participación del 12,5% en el mes de septiembre, habiendo el Gobierno aprobado y registrado debidamente cada transacción.

“Consortio”) se convirtió en operador del 100% del Bloque 7 en el mes de septiembre de 2005.

46. Para cuando el Consorcio dejó de operar los Bloques en el mes de julio de 2009, el Bloque 7 incluía seis CPF; plataformas múltiples (7 en Gacela, 11 en Mono, 7 en Jaguar, 16 en Coca, 10 en Oso, 17 en Payamino, 4 en Lobo), y una plataforma en el campo Cóndor (un campo en el que no se encontró petróleo); líneas de flujo y oleoductos que conectaban a estas instalaciones entre sí y más allá; tres campamentos para empleados; y un área para el manejo de desechos.<sup>43</sup> Con Perenco como operador, la producción en el Bloque 7 aumentó de aproximadamente 13.000 barriles por día en el mes de febrero de 2003 a aproximadamente 19.000 barriles por día en el año 2009.<sup>44</sup>

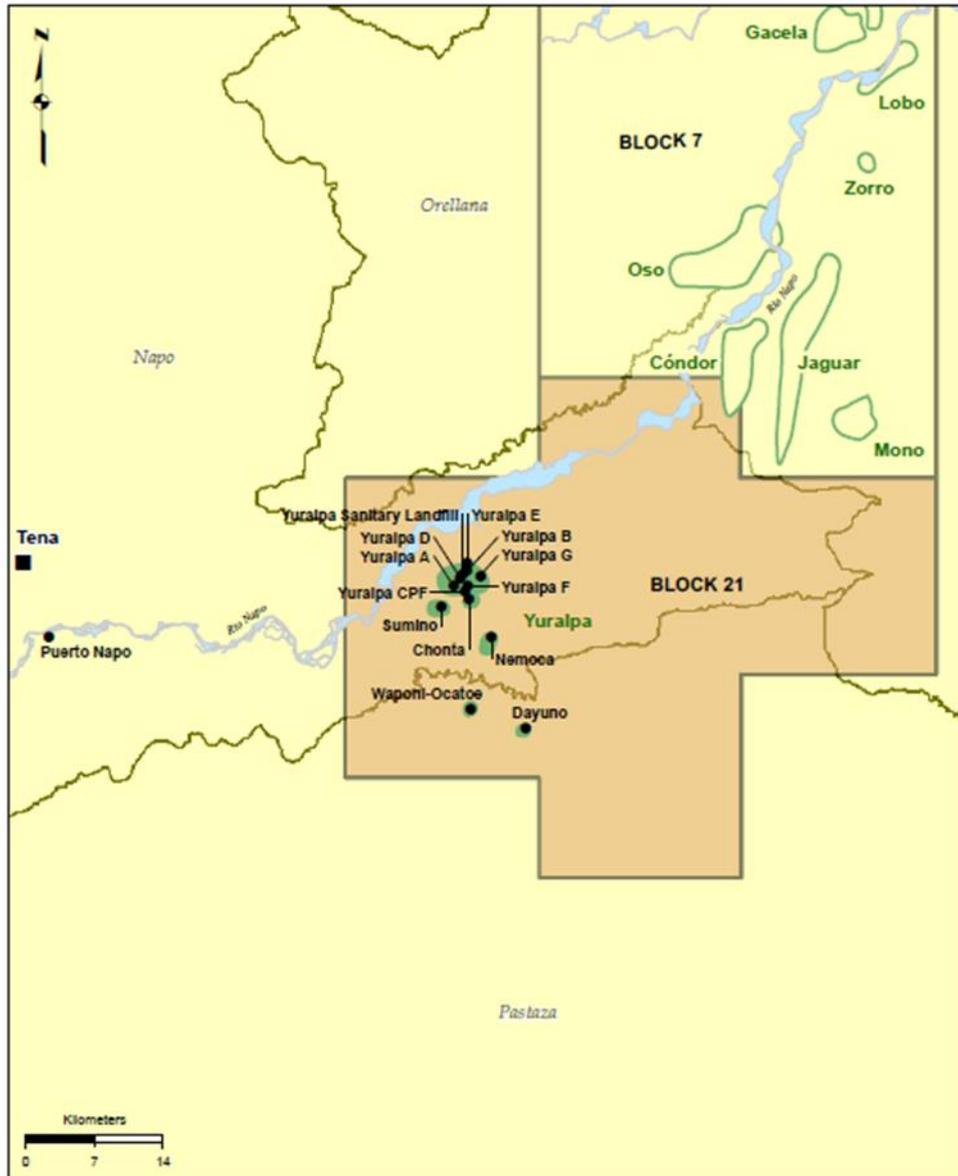
---

<sup>43</sup> CMCC, ¶ 91; SMCC, ¶ 76.

<sup>44</sup> SMCC, ¶¶ 73-76.

## B. Bloque 21

47. Al sur del Bloque 7, el Bloque 21 cubre un área de prácticamente 1550 kilómetros cuadrados en la cuenca centro oriental del Oriente, alrededor de 240 kilómetros al sudeste de Quito.<sup>45</sup> En el siguiente mapa se muestra al Bloque 21:<sup>46</sup>



48. En el Bloque 21 residen diversas comunidades indígenas, incluidas catorce comunidades Kichwa y tres comunidades Huaorani.<sup>47</sup> El Bloque 21 se superpone parcialmente con la Reserva de Biosfera Sumaco, la Reserva de Biosfera Yasuní,

<sup>45</sup> 2º SMCC, ¶ 79.

<sup>46</sup> Mapa extraído de: GSI IP1, Apéndice D, pág. 187, Figura D.2.c.

<sup>47</sup> SMCC, ¶¶ 78-81.

así como con la Reserva Indígena Huaorani ubicada en la parte oriental del Bloque.<sup>48</sup>

49. Con anterioridad al año 1995, el Bloque 21 había sido explorado por Texaco y Exxon, cada uno perforando un único pozo en los años 1972 y 1987 respectivamente.<sup>49</sup> El 20 de marzo de 1995, Oryx y Ecuador celebraron un Contrato de Participación para el Bloque 21.<sup>50</sup> Burlington adquirió una participación en el Bloque del 37,5% a fines del año 2001 y otro 8,75% en el año 2005 (para un total de 46,25%). Perenco era titular del resto de la participación y era el operador del Bloque.
50. Si bien la explotación del Bloque comenzó el día 8 de junio de 2001,<sup>51</sup> hasta el año 2002 el Bloque 21 se mantenía escasamente desarrollado<sup>52</sup> con sólo un pequeño número de pozos y ninguna CPF.<sup>53</sup> La producción real en el Bloque sólo comenzó en el año 2003 y fue desarrollada en gran medida por el Consorcio.<sup>54</sup> Para el mes de julio de 2009, el Consorcio había incrementado el número de pozos de 3 a 31<sup>55</sup> y el Bloque 21 comprendía un total de 6 plataformas en el campo Yuralpa, 2 plataformas en Chonta y Waponi-Ocatoe, dos pozos de inyección en Sumino y

---

<sup>48</sup> Tr. (Día 1) (ESP), 64:11-14 (Alegato de Apertura, Silva Romero); Memorando Confidencial, ConocoPhillips, Mapa de la Reserva Huaorani y del Bloque 21, pág. 36 (**Anexo E-214**).

<sup>49</sup> SMCC, ¶ 83.

<sup>50</sup> Contrato de Participación para la Exploración y Explotación de Hidrocarburos en el Bloque 21, 20 de marzo de 1995 (**Anexo C-2**, **Anexo CE-CC-13**). El Consorcio incluía a Oryx (50%, operador), Santa Fe (17,5%), Sipetrol (17,5%) y Compañía Latinoamericana Petrolera ("Clapsa", 15%). En el mes de septiembre de 1995, Santa Fe transfirió sus intereses a Preussag, y en el mes de febrero de 1999, KmG asumió la participación de 50% de Oryx en el Bloque 21. SMCC, ¶ 84, nota 70.

<sup>51</sup> 2º SMCC, ¶ 86. Carta de fecha 24 de mayo de 2001 de Kerr McGee a Petroecuador y Carta de fecha 8 de junio de 2001 de Petroecuador a Kerr McGee (**Anexo E-259**).

<sup>52</sup> Hasta el año 1999, Oryx había realizado tres estudios de impacto ambiental para operaciones sísmicas, cuatro estudios de impacto ambiental para perforación exploratoria, y un estudio de impacto ambiental para la construcción del oleoducto Yuralpa-Puerto Napo. En el mes de noviembre de 1999, Oryx realizó un estudio de impacto ambiental para el Programa de Desarrollo y Producción del Campo Yuralpa, que contemplaba la construcción de una CPF en Yuralpa, líneas de flujo, dos plataformas, un campamento base, así como la reactivación de dos plataformas existentes. CMCC, ¶¶ 99-101.

<sup>53</sup> Para el momento en que Burlington y Perenco adquirieron sus participaciones en el Bloque 21, el Bloque "seguía siendo en gran medida un proyecto de desarrollo de un terreno no urbanizado sin infraestructura alguna de producción de petróleo". 2º SMCC, ¶ 87. Nota del Tribunal: todas las citas, tales como esta, contenidas en la presente Decisión entre comillas y en bastardillas corresponden a una Traducción del Tribunal.

<sup>54</sup> CMCC, ¶ 98.

<sup>55</sup> *Id.*, ¶ 101.

Nemoca, un campamento, una CPF, un área de manejo de desechos y un oleoducto que vinculaba a Yuralpa y a Puerto Napo.<sup>56</sup>

51. Burlington resalta el hecho de que, a diferencia del Bloque 7 que ya había sido desarrollado por operadores anteriores, el Bloque 21 sólo representa un 8,3% de las reclamaciones de remediación de suelo de Ecuador, y 16,7% del costo total por la remediación de aguas subterráneas.<sup>57</sup>

#### **IV. SÍNTESIS DE LAS POSTURAS Y PETITORIOS DE REPARACIÓN DE LAS PARTES**

##### **A. Posición y petitorio de reparación de Ecuador**

52. Esencialmente, los argumentos de Ecuador en materia de reconvenciones pueden resumirse de la siguiente manera:
- (i) Bajo la legislación ecuatoriana, Burlington es estrictamente responsable de cualquier daño ambiental hallado en los Bloques 7 y 21. Existe daño ambiental en los Bloques 7 y 21 en la forma de contaminación significativa del suelo y de las aguas subterráneas. IEMS, los peritos de Ecuador en materia ambiental, descubrieron que casi 2,5 millones de metros cúbicos de suelo y todas las locaciones de aguas subterráneas analizadas (18) se encuentran contaminados con hidrocarburos, metales pesados, o ambos. Burlington es responsable de este daño.
  - (ii) En virtud de los CP y la legislación ecuatoriana, Burlington se encontraba obligado a mantener la infraestructura, y devolvérsela a Ecuador, en buen estado, de conformidad con los estándares de la industria. Burlington violó esta obligación, y, por lo tanto, es responsable.
  - (iii) Como consecuencia de estas violaciones, Burlington debe pagar una indemnización por daños a Ecuador en el monto total de USD 2.797.007.091,42 compuestos por: USD 2.507.107.626 por remediación de suelos, USD 265.601.700 por remediación de aguas subterráneas, USD 3.380.000 para completar estudios de aguas subterráneas. USD 3.500.000 por el abandono de los pozos en el Bloque 7, y USD 17.417.765,42 por el daño a la infraestructura,<sup>58</sup> más intereses y costas.

---

<sup>56</sup> SMCC, ¶¶ 84-88.

<sup>57</sup> CMCC, ¶ 98.

<sup>58</sup> R-EPA, ¶¶ 1014-1017.

53. Sobre esta base, en su Escrito Posterior a la Audiencia, Ecuador solicita que el Tribunal dicte un laudo:

1. Que declare

- (i) Que Burlington es responsable ante Ecuador por los costos de restaurar el medio ambiente en las áreas comprendidas dentro de los Bloques 7 y 21 de la región amazónica ecuatoriana;
- (ii) Que Burlington es responsable ante Ecuador por los costos necesarios para remediar el mal estado de la infraestructura de los Bloques 7 y 21 dejados por Burlington;

2. Que ordene

- (i) Que Burlington pague una indemnización por daños causados que le permita al Estado proceder a la restauración integral del ambiente de las áreas dentro de los Bloques 7 y 21 de la región amazónica ecuatoriana cuantificados en la suma de USD 2.507.107.626 (o, subsidiariamente, USD 790.465.298) por los costos de limpieza del suelo y USD 265.601.700 por los costos de remediación de las aguas subterráneas;
- (ii) Que Burlington pague los costos para que Ecuador complete estudios de aguas subterráneas en 52 locaciones adicionales cuantificados en la suma de USD 3.380.000;
- (iii) Que Burlington pague los costos del abandono de los pozos en el Bloque 7, cuantificados en la suma de USD 3.500.000;
- (iv) Que Burlington pague una indemnización por daños causados al no haber devuelto a Ecuador la infraestructura de los Bloques en buenas condiciones en un monto cuantificado en USD 17.417.765,42 más intereses a una tasa de interés comercial adecuada desde la fecha de su desembolso hasta la fecha del Laudo;
- (v) Que Burlington pague la totalidad de las costas y gastos incurridos en el marco del presente arbitraje en relación con las reconveniones, incluidos a título enunciativo, los honorarios y costos legales y periciales y demás costos del CIADI; y
- (vi) Que la Demandante pague intereses a una tasa de interés comercial adecuada sobre todos los montos establecidos en los párrafos precedentes desde la fecha del Laudo hasta la fecha del pago total; y

3. Que adjudique

- (i) Cualquier otra reparación que el Tribunal considere adecuada.<sup>59</sup>

---

<sup>59</sup> *Id.*, ¶¶ 1012-1020.

54. En su Escrito Posterior a la Visita del Sitio, Ecuador ha mantenido expresamente estos petitorios.<sup>60</sup>

#### **B. Posición y petitorio de Burlington**

55. En esencia, Burlington realiza las siguientes afirmaciones:

- i. La reclamación ambiental de miles de millones de dólares de Ecuador no es más que una represalia táctica construida con posterioridad a que Burlington iniciara su reclamación ante el CIADI, con el objetivo de compensar los significativos daños y perjuicios adeudados a Burlington por parte de Ecuador por la confiscación ilícita de sus Bloques.<sup>61</sup> De manera similar, la reclamación por la infraestructura es oportunista y carece de fondo.<sup>62</sup> Fue concebida para proporcionar un sustento adicional a la reclamación ambiental de Ecuador. Insatisfecho con haber obtenido más de USD 4 mil millones en ingresos petroleros “inesperados” por la confiscación de los Bloques, Ecuador actualmente pretende USD 2,6 mil millones por un presunto “*tremendo daño ambiental*” ocasionado por una “*serie de incidentes menores*”, y USD 17 millones adicionales para mejorar la infraestructura que tomó del Consorcio.<sup>63</sup>
- ii. Ecuador en efecto pretende imponer a Burlington la responsabilidad por las condiciones medio ambientales preexistentes a la operación de los Bloques 7 y 21 por parte del Consorcio, e incluso preexistentes a cualquier actividad humana en los Bloques. Además, cualquiera que sea el daño ambiental que pueda existir en los Bloques hoy en día es el resultado de, o ha sido severamente exacerbado por, la propia operación de Ecuador y la expansión de sus operaciones petroleras.
- iii. Las reclamaciones de Ecuador deben ser rechazadas *in toto*, en tanto Ecuador se funda en análisis jurídicos inventados que nunca han sido aplicados en la práctica y que carecen de fundamento científico. Subsidiariamente, el Tribunal debería evaluar los costos razonables de remediar “*los focos de excedencias en los dos sitios posiblemente atribuibles al Consorcio, como habría ocurrido en un traspaso ordenado normal, en*

---

<sup>60</sup> R-ESPV, ¶ 14.

<sup>61</sup> Dúplica, ¶ 2.

<sup>62</sup> C-EPA, ¶ 228.

<sup>63</sup> *Id.*, ¶ 1.

*ausencia de las acciones ilícitas de Ecuador*".<sup>64</sup> Estos costos ascienden a la suma de USD 1,09 millones e incluyen la remediación del Pad A del Campo Yuralpa y el Área 3T del Campo Jaguar 1.

56. En consecuencia, en su Escrito Posterior a la Audiencia, Burlington solicita que el Tribunal conceda la siguiente reparación:

- (a) Que RECHACE con perjuicio las reconvencciones de Ecuador en su totalidad;
- (b) Subsidiariamente, que determine que el costo razonable de remediar las excedencias posiblemente atribuibles al Consorcio, incluidos los costos de cerrar cuatro piscinas y abandonar siete pozos asciende a no más de USD 1,09 millones;
- (c) Que DECLARE que, más allá de las excedencias evaluadas por el Tribunal, Burlington no es responsable por el daño ambiental en los Bloques 7 y 21;
- (d) Que DESESTIME con perjuicio las reconvencciones de Ecuador en su totalidad;
- (e) Que ORDENE a Ecuador pagar la totalidad de las costas y gastos en el marco del presente arbitraje, incluidos los honorarios legales y periciales de Burlington, los honorarios y gastos de cualquier perito designado por el Tribunal y demás costos del CIADI;
- (f) Que ORDENE a Ecuador pagar intereses compuestos sobre la suma adjudicada en (e) *supra*, hasta la fecha de pago efectivo y total, a una tasa del 4 por ciento capitalizable anualmente, o a la tasa y durante el período de capitalización que el Tribunal considere justo y apropiado en las circunstancias; y
- (g) Que OTORGUE cualquier otra reparación que Tribunal considere apropiada.<sup>65</sup>

57. El Escrito Posterior a la Visita del Sitio no modificó este petitorio.

---

<sup>64</sup> *Id.*, ¶ 13. Nota del Tribunal: Como fue señalado en la nota al pie 53 *supra*, todas las citas, tales como esta, contenidas en la presente Decisión entre comillas y en bastardillas corresponden a una Traducción del Tribunal.

<sup>65</sup> *Id.*, ¶ 277.

## V. ANÁLISIS

58. Tras haber considerado las exhaustivas presentaciones de las Partes, así como el extenso expediente probatorio, incluidas las pruebas recopiladas durante la Visita del Sitio, en este momento, el Tribunal procede al análisis de las reconvenções. En primer lugar, abordará diversas cuestiones preliminares (Sección A). Posteriormente, analizará las reconvenções ambientales de Ecuador (Sección B) y luego las reconvenções en materia de infraestructura (Sección C) antes de arribar a una conclusión respecto de las reconvenções, lo que incluye una determinación sobre la evitación de la doble recuperación en relación con las reconvenções pendientes contra Perenco, el socio de Burlington en el consorcio (Sección D). Por último, el Tribunal discutirá los intereses (VI) y las costas (VII), antes de establecer su decisión (VIII).

### A. Cuestiones Preliminares

59. La presente sección trata (1) la jurisdicción del Tribunal sobre las reconvenções, (2) el alcance de esta Decisión, (3) la relación entre el presente arbitraje y el arbitraje de Perenco, (4) el derecho aplicable al fondo de las reconvenções de Ecuador, y (5) ciertas cuestiones probatorias.

#### 1. Jurisdicción

60. No se impugna la jurisdicción del Tribunal con respecto a las reconvenções de Ecuador, y con razón. Tal como se observara en la RP8, ello resulta de un acuerdo celebrado por las Partes el día 26 de mayo de 2011.<sup>66</sup> En este acuerdo, Burlington y Ecuador expresaron su acuerdo y consentimiento de que el presente arbitraje constituye el *“foro apropiado para la resolución definitiva de las reconvenções que surjan de las inversiones efectuadas por Burlington Resources y sus sociedades vinculadas en los Bloques 7 y 21, para poder así garantizar la máxima economía y consistencia judicial”*.<sup>67</sup>

61. Burlington se comprometió a no oponer excepciones jurisdiccionales.<sup>68</sup> Las Partes acordaron asimismo que (i) la decisión del Tribunal sería definitiva y vinculante,<sup>69</sup> y

---

<sup>66</sup> Acuerdo entre Burlington et al. y Ecuador, 26 de mayo de 2011 (**Anexo E-251**). Véase, asimismo: SMCC, ¶ 6.

<sup>67</sup> Acuerdo entre Burlington et al. y Ecuador, 26 de mayo de 2011, cláusula introductoria 9 (**Anexo E-251**).

<sup>68</sup> *Id.*, cláusula operativa (a).

<sup>69</sup> *Id.*, cláusula operativa (b).

(ii) Ecuador (incluidas sus emanaciones, agencias, organismos, subdivisiones y sociedades controladas) renunciaba a su derecho a incoar reconvencciones contra Burlington, sus subsidiarias o cualquier otra sociedad en el Grupo ConocoPhillips ante *“cualquier jurisdicción, arbitral o judicial, nacional o internacional, con la excepción de este Arbitraje”*.<sup>70</sup>

62. Dado que el acuerdo descrito anteriormente trata la jurisdicción sobre las reconvencciones, debe asimismo hacerse referencia al Artículo 46 del Convenio CIADI. El Artículo 46 permite las reconvencciones “que se relacionen directamente con la diferencia, siempre que estén dentro de los límites del consentimiento de las partes y caigan además dentro de la jurisdicción del Centro”.<sup>71</sup> En el presente caso se cumplen estas condiciones, ya que las reconvencciones: (i) se relacionan directamente con la diferencia, a saber, la inversión de Burlington en los Bloques 7 y 21; (ii) están dentro de los límites del consentimiento de las Partes al arbitraje del CIADI, el cual se manifiesta en el acuerdo ya referido; y (iii) y recaen además dentro de la jurisdicción del Centro tal como lo circunscribe el Artículo 25 del Convenio CIADI (diferencias de naturaleza jurídica surgiendo directamente de una inversión, y el requisito de nacionalidad).

## **2. Alcance de la presente Decisión**

63. Esta Decisión resuelve una parte de la diferencia que conforma el objeto del presente arbitraje, a saber, las reconvencciones ambientales y en materia de infraestructura de Ecuador planteadas en el curso del procedimiento sobre las reclamaciones de Burlington contra Ecuador. Las reclamaciones de Burlington, que conforman la otra parte de la presente diferencia, han sido tratadas en parte en la Decisión sobre Jurisdicción de 31 de mayo de 2010 y en la Decisión sobre Responsabilidad de 14 de diciembre de 2012. La solicitud de Ecuador de reconsideración de esta última decisión, así como la cuantificación de las reclamaciones de Burlington, serán resueltas en un próximo Laudo.

## **3. Relación con el arbitraje de Perenco**

64. En el arbitraje separado incoado por Perenco, el socio de Burlington en el Consorcio, Ecuador ha planteado reconvencciones basadas, esencialmente, en los mismos hechos y argumentos jurídicos que aquellos elevados ante el presente Tribunal. El día 11 de agosto de 2015, el tribunal en Perenco dictó una Decisión

---

<sup>70</sup> *Id.*, cláusula operativa (c).

<sup>71</sup> Convenio CIADI, Artículo 46.

Provisional sobre la Reconvención Ambiental (la “Decisión de Perenco”), en la cual se pronunció sobre determinadas cuestiones de hecho y de derecho con el objeto de limitar su análisis de las reconvenciones.<sup>72</sup>

65. Aunque las pruebas recopiladas en los dos procedimientos no fueron idénticas, entre otras cosas, en lo que se refiere a los testigos que se escucharon,<sup>73</sup> se mantiene que ambos arbitrajes esencialmente trataron los mismos presuntos daños. No es sorprendente que, por lo tanto, durante el arbitraje surgieran cuestiones sobre la relación entre estos dos procedimientos paralelos, en particular, con respecto a (i) su posible consolidación u otra “coordinación” entre los dos tribunales, (ii) la admisibilidad en el presente procedimiento de escritos y testimonios presentados en el arbitraje de Perenco (incluidas las transcripciones de ese arbitraje), (iii) el impacto de la Decisión de Perenco en la toma de decisiones de este Tribunal, y (iv) el riesgo de doble recuperación.
66. Con respecto al punto (i), Ecuador se opuso a la posibilidad de consolidación de los procedimientos sobre las reconvenciones.<sup>74</sup> Aunque reconoció que los dos arbitrajes eran “paralelos”, Ecuador disintió con Burlington en que fueran “casi idénticos”.<sup>75</sup> Al término de la Audiencia, el Tribunal preguntó a las Partes si aceptarían algún nivel de coordinación entre los dos tribunales.<sup>76</sup> Sujeto a la consulta con Perenco, Burlington se mostró a favor de esta coordinación de poderse así reducir el riesgo de decisiones contradictorias.<sup>77</sup> Por el contrario, Ecuador mantuvo su oposición a la consolidación y afirmó que era “demasiado

---

<sup>72</sup> *Perenco Ecuador Limited c. República del Ecuador*, Caso CIADI N.º ARB/08/6, Decisión Provisional sobre la Reconvención Ambiental del 11 de agosto de 2015 (“*Perenco c. Ecuador*”). El tribunal en *Perenco* trató asimismo una serie de cuestiones complementarias.

<sup>73</sup> Carta de Ecuador al Tribunal de fecha 10 de abril de 2014, pág. 3 (que menciona que se escuchó a los testigos, Sr. Gilberto Martínez, Sr. Courteaud y Sr. Hoffman, en el arbitraje de Perenco, pero no en el presente arbitraje).

<sup>74</sup> Carta de fecha 10 de abril de 2014 de Ecuador al Tribunal, pág. 3, que cita la carta de fecha 6 de junio de 2012 de Ecuador al tribunal en Perenco (**Anexo E-520**). El Tribunal observa que, incluso si las Partes hubieran acordado la consolidación o coordinación, aún habría sido necesario acercarse a ambos, a Perenco, y al tribunal en Perenco.

<sup>75</sup> Carta de fecha 10 de abril de 2014 de Ecuador al Tribunal, pág. 3. Véase, asimismo: Tr. (Día 7) (ESP) 2443:2-10 (Tribunal, Silva Romero): “En primer lugar, Perenco y Burlington en lo que hace a las reconvenciones han evolucionado de manera muy diferente. Los argumentos no son exactamente similares en ambos casos. Las pruebas no son exactamente iguales, idénticas. Los tribunales también han tomado decisiones sobre los documentos y en muchos casos Perenco aceptó documentos que no han sido aceptados aquí”.

<sup>76</sup> Tr. (Día 6) (ESP), 2247:6-2248:3; Tr. (Día 7) (ESP), 2438:16-19.

<sup>77</sup> Tr. (Día 7) (ESP), 2448:9-2449:8 (Tribunal, Blackaby).

tarde” para una coordinación entre ambos tribunales.<sup>78</sup> Ante la ausencia de consentimiento de las Partes, el Tribunal no tuvo otra opción más que abstenerse de toda coordinación con el tribunal de Perenco.

67. En relación con el punto (ii) *supra*, surgió la cuestión de si las Partes podrían invocar las transcripciones de la audiencia de Perenco. Ecuador se opuso a la introducción en el expediente de las transcripciones de Perenco en razón de que “amenazaría la integridad estructural del [presente arbitraje, así como] violaría la identidad separada de los procedimientos y crearía un riesgo inaceptable de perjuicio”.<sup>79</sup> Tras varios intercambios, las Partes acordaron admitir las transcripciones de Perenco, pero sólo con el propósito de recusar durante el contrainterrogatorio los testigos de cada uno.<sup>80</sup> En consecuencia, salvo por unas pocas instancias en las que se utilizaron pasajes específicos de las transcripciones de Perenco con dicho propósito durante la Audiencia, las transcripciones de Perenco no forman parte del presente expediente.<sup>81</sup>
68. Las Partes fueron solicitadas a realizar comentarios con respecto a la tercera cuestión, referente al impacto de la Decisión de Perenco en el presente caso, después de que esa decisión fue dictada. En sus comentarios de 18 de septiembre de 2015, Ecuador reiteró que los dos procedimientos son distintos e invitó al Tribunal a considerar sólo los argumentos y las pruebas ante sí en el marco del presente arbitraje.<sup>82</sup> Por su parte, Burlington comentó que la Decisión de Perenco “limitaba de manera sustancial las cuestiones controvertidas” y, por lo tanto, invitó al Tribunal a evaluar minuciosamente las conclusiones de esa decisión.<sup>83</sup> Burlington

---

<sup>78</sup> Tr. (Día 7) (ESP), 2441:20-2443:22 (Tribunal, Silva Romero).

<sup>79</sup> Carta de fecha 10 de abril de 2014 de Ecuador al Tribunal, pág. 1. Véanse, asimismo: Carta de fecha 31 de marzo de 2014 de Ecuador al Tribunal, págs. 2-3; Carta de fecha 21 de marzo de 2014 de Ecuador al Tribunal, pág. 2; Carta de fecha 14 de marzo de 2014 de Ecuador al Tribunal, pág. 4. Ecuador especificó además que la introducción en el expediente de la carta de fecha 3 de junio de 2009 de los abogados de Perenco a los abogados de Ecuador con relación al llamado “Plan de Suspensión” (**Anexo E-311**) y otros documentos obtenidos mediante la exhibición de documentos en el marco del arbitraje de Perenco (**Anexos E-433, E-434, E-464, E-467, E-468, E-469, E-470 y E-471**) “no deberían constituir una base para la introducción” de las transcripciones de Perenco. Carta de fecha 10 de abril de 2014 de Ecuador al Tribunal, pág. 4.

<sup>80</sup> Carta de fecha 28 de abril de 2014 del Tribunal a las Partes. Sobre esta cuestión, véanse, por ejemplo, los debates durante la Audiencia: Tr. (Día 2) (ESP), 356:19-360:12.

<sup>81</sup> Dicho esto, el Tribunal observa que se han incorporado en el presente arbitraje determinadas decisiones, informes periciales y otros documentos del procedimiento de Perenco, especialmente en el contexto de las fases que tratan las reclamaciones de Burlington.

<sup>82</sup> Carta de fecha 18 de septiembre de 2015 de Ecuador al Tribunal, pág. 2.

<sup>83</sup> Carta de fecha 18 de septiembre de 2015 de Burlington al Tribunal, págs. 1-2.

afirmó además que la Visita del Sitio eliminó efectivamente la necesidad de designar a un perito independiente o de realizar más investigaciones fácticas.<sup>84</sup>

69. El Tribunal es consciente de la naturaleza separada de los dos arbitrajes y de su deber de resolver la controversia ante sí únicamente con base en su propio expediente y fondo. Dicho esto, el Tribunal también es consciente del riesgo de doble recuperación, el cual retomará, y del posible riesgo de decisiones contradictorias. Por motivos vinculados con el valor agregado de la coherencia del sistema jurídico, considera que deberían evitarse en la medida de lo posible las decisiones contradictorias sobre cuestiones idénticas; ello, sin sacrificar los derechos de cualquiera de las partes al debido proceso e imparcialidad. En tanto se pronunciará exclusivamente sobre la base del expediente en el marco del presente caso, el Tribunal hará referencia a la Decisión de Perenco en aquellas instancias en las cuales, a pesar de su intención de evitar contradicciones, arribe a una conclusión distinta de aquella del tribunal en Perenco.
70. En lo que respecta al riesgo de doble recuperación (punto (iv) *supra*), Ecuador no controvierte que pretende lo que Burlington denomina “idéntica compensación traslapada con respecto al mismo daño presunto” en ambos procedimientos.<sup>85</sup> También está de acuerdo con que existe un riesgo de recuperación doble.<sup>86</sup> Siendo este el caso, al término de la Audiencia, Ecuador explicó que no pretende recuperar dos veces la indemnización por daños reclamada, sino que invocará cualquier decisión que resulte ser más favorable a su posición.<sup>87</sup> Burlington, por su parte, solicitó que el Tribunal trate expresamente el riesgo de doble recuperación, ya que “*si la parte dispositiva de cualquiera de los dos laudos sobre reconveniones dispone alguna compensación, se evitaría que Ecuador ejecute el segundo laudo en la medida que ya ha sido compensado por el primero*”.<sup>88</sup> El Tribunal trata la doble recuperación *infra* (Sección D).

---

<sup>84</sup> *Id.*, pág. 4.

<sup>85</sup> Tr. (Día 1) (ESP), 158:7-15 (Alegato de Apertura, Sr. Blackaby); Carta de fecha 18 de septiembre de 2015 de Burlington al Tribunal, pág. 2.

<sup>86</sup> Réplica, ¶ 547; Tr. (Día 7) (ESP), 2444:1-5 (Tribunal, Silva Romero).

<sup>87</sup> Tr. (Día 7) (ESP), 2444:1-5 y 2444:16-20 (Tribunal, Silva Romero).

<sup>88</sup> Carta de fecha 18 de septiembre de 2015 de Burlington al Tribunal, pág. 2.

#### 4. Derecho Aplicable

71. El derecho que rige el desarrollo del proceso sobre reconvencciones se encuentra tratado en las reglas del Convenio CIADI, las Reglas de Arbitraje CIADI y las resoluciones procesales del Tribunal; en particular, la RP8 (Procedimiento sobre Reconvencciones), la RP14 (Audiencia sobre Reconvencciones), RP21 (Cuestiones Posteriores a la Audiencia), RP30 (Visita del Sitio), y RP31 (Cuestiones Posteriores a la Visita del Sitio).
72. En lo que respecta a la esencia de la controversia, no se controvierte que el derecho ecuatoriano sea aplicable tanto a las reconvencciones en materia ambiental como de infraestructura. Dicho eso, no hay un común denominador entre las Partes con respecto a la aplicabilidad a las reconvencciones ambientales de los CP del Bloque 7 y del Bloque 21, o con respecto a la relevancia del derecho internacional.
73. Con respecto a las reconvencciones ambientales, Ecuador afirmó en el curso del procedimiento que su acción se fundamenta únicamente en el derecho civil extra-contractual ecuatoriano, en contraposición al derecho contractual, aunque invoca diversas disposiciones de los CP para sustentar su interpretación del régimen objetivo de responsabilidad bajo la legislación ecuatoriana.<sup>89</sup>
74. Según el Artículo 42(1) del Convenio CIADI, el Tribunal decidirá la diferencia “de acuerdo con las normas de derecho acordadas por las partes”, y a falta de acuerdo, el Tribunal aplicará “la legislación del [Estado receptor]... y aquellas normas de derecho internacional que pudieren ser aplicables”.<sup>90</sup> En el presente caso, Ecuador incoa una acción extra-contractual, y ninguna de las Partes ha alegado que la elección del derecho (ecuatoriano) aplicable en los CP abarca la responsabilidad extra-contractual. Por lo tanto, el Tribunal aplicará el derecho civil extra-contractual ecuatoriano, no como el derecho elegido por las Partes en virtud de la primera parte del Artículo 42(1) del Convenio, sino como la legislación del Estado receptor en virtud de la segunda parte de dicha disposición. La relevancia de esta distinción es que, en virtud de la segunda parte, el derecho internacional también “puede ser aplicable”. Según la jurisprudencia prevalente,<sup>91</sup> queda a discrecionalidad del

---

<sup>89</sup> Véase, por ejemplo: Tr. (Día 1) (ESP), 31:3-8 (Alegato de Apertura, Silva Romero), 305:2-10, 306:7-307:2 (Tribunal, Silva Romero).

<sup>90</sup> Convenio CIADI, Artículo 42(1).

<sup>91</sup> *Vestey Group Limited c. República Bolivariana de Venezuela*, Caso CIADI N.º ARB/06/4, Laudo del 15 de abril de 2016, ¶¶ 116-117; *Burlington Resources Inc. c. República del Ecuador*, Caso CIADI N.º ARB/08/5, Decisión sobre Responsabilidad del 14 de diciembre de 2012, ¶ 179;

Tribunal aplicar el derecho interno o internacional dependiendo de la clase de cuestión que ha de resolverse. Sujeto a cualquier cuestión particular que pueda requerir la aplicación del derecho internacional, lo que será discutido siempre y cuando surja en el análisis, el Tribunal aplicará el derecho a las reconveniones ambientales. Sin embargo, el hecho de que la controversia se encuentre regida por el derecho civil extra-contractual no significa que el Tribunal no pueda remitirse a los CP para informar su interpretación de las obligaciones asumidas por el Consorcio en términos de gestión ambiental.

75. Con respecto a las reconveniones en materia de infraestructura, Ecuador alega que la responsabilidad de Burlington por la mala condición de la infraestructura surge tanto en virtud de los CP de los Bloques 7 y 21 como en virtud de la legislación ecuatoriana.<sup>92</sup> En este sentido, los CP contienen una cláusula optando por la aplicación del derecho ecuatoriano y, en consecuencia, el Tribunal aplicará dicho derecho (en virtud de la primera parte del Artículo 42(1) del Convenio CIADI) así como cualquier otra disposición contractual relevante de los CP.

## 5. Evaluación de la prueba

76. Durante la Audiencia, de conformidad con sus facultades en materia probatoria, el Tribunal sugirió a las Partes que una inspección de diversos sitios sería de ayuda para su entendimiento de varios temas fundamentales relacionados con las reconveniones ambientales, tales como la contaminación del suelo y de las aguas subterráneas, los programas de muestreo de los peritos, el uso del suelo, la topografía de los Bloques y de ciertos sitios, y el extenso modelado y delineación empleado por los respectivos peritos de las Partes. Tal como fue discutido *supra*, luego de que ambas Partes prestaran su consentimiento con anterioridad a la finalización de la Audiencia, el Tribunal decidió realizar una Visita del Sitio de conformidad con la Regla 34(2)(b) de las Reglas de Arbitraje CIADI.<sup>93</sup>
77. Además, a la luz de la naturaleza técnica de muchas de las cuestiones fácticas involucradas en las reconveniones ambientales, incluidas cuestiones que fueron exploradas en oportunidad de la Visita del Sitio, el Tribunal planteó a las Partes si, en su opinión, debería procurar la asistencia de un perito designado por el Tribunal además de los peritos ofrecidos por las Partes. Finalmente, el Tribunal resolvió de

---

*Wena Hotels Limited c. República Árabe de Egipto*, Caso CIADI N.º ARB/98/4, Laudo del 8 de diciembre de 2000, pág. 911.

<sup>92</sup> SMCC, ¶ 14.

<sup>93</sup> Ver párrafo 18 *supra*.

forma negativa, ya que (i) ninguna de las Partes solicitó la designación de un perito del Tribunal (por ejemplo, Burlington afirmó que con el beneficio de la Visita del Sitio consideraba que el Tribunal se encontraba completamente dotado para pronunciarse sobre las reconvencciones ambientales “*sin la necesidad de un perito independiente ni de una determinación de hechos adicional*”),<sup>94</sup> (ii) tenía ante sí un cúmulo de pruebas de peritos calificados, (iii) contaba asimismo con pruebas detalladas de los testigos de hecho, incluidas personas con una familiaridad de larga data con los campos, (iv) había visitado sitios relevantes y, por lo tanto, había adquirido un entendimiento visual de primera mano del entorno físico en el cual se desarrollaron las operaciones de exploración y producción de petróleo, de la situación de las plataformas y demás instalaciones, y del terreno y las áreas que fueron modeladas y delineadas por los peritos. Además, (v) el desarrollo y la participación en un involucrando un perito designado por el Tribunal habría ocasionado demoras y costos que el Tribunal consideró desproporcionados respecto de la posible utilidad de tal ejercicio dadas las circunstancias, y contrarios al deber de eficiencia del Tribunal.

78. Surgieron asimismo numerosas cuestiones en el contexto del ejercicio de exhibición de documentos, que serán abordadas en el caso y en la medida que sean relevantes para el análisis del Tribunal respecto de reclamaciones o alegaciones particulares que serán analizadas posteriormente en la presente Decisión.

## **B. Reconvencciones Ambientales**

79. De manera sucinta, Ecuador reclama que el Consorcio abandonó los Bloques 7 y 21 dejando una catástrofe ambiental masiva; una afirmación que Burlington niega rotundamente (salvo por una admisión de responsabilidad por la suma de aproximadamente USD 1,09 millones). Las Partes disienten profundamente en prácticamente todas las cuestiones de hecho y de derecho planteadas por estas reconvencciones. Para desentrañar este desacuerdo, el Tribunal establecerá en primer lugar las posiciones de las Partes en asuntos de derecho (Sección 1).

---

<sup>94</sup> Carta de fecha 18 de septiembre de 2015 de Burlington al Tribunal, pág. 2. Durante la Audiencia, Burlington indicó que la designación de un perito independiente se encontraría dentro de la discrecionalidad del Tribunal, pero que con el beneficio de una visita del sitio el Tribunal podría obtener más pruebas de los peritos de las Partes. La designación de un perito independiente sólo podría volverse necesaria una vez que el Tribunal decidiera el marco jurídico y todavía quedarán poco claras algunas cuestiones técnicas. Tr. (Día 7) (ESP), 2447:9-2448:8 (Tribunal, Blackaby). Por su parte, Ecuador afirmó durante la Audiencia que la decisión de designar un perito independiente se encontraba dentro de las facultades discrecionales del Tribunal, y en su carta de fecha 18 de septiembre de 2015, Ecuador no opinó respecto de la designación de un perito independiente. Tr. (Día 7) (ESP), 2452:1-4 (Tribunal, Silva Romero); Carta de fecha 18 de septiembre de 2015 de Ecuador al Tribunal.

Posteriormente, analizará el marco regulatorio aplicable a las operaciones petroleras en Ecuador, en particular en lo que se refiere a la protección y gestión ambiental (Sección 2). Esto le permitirá al Tribunal evaluar las posiciones legales propugnadas por las Partes (Sección 3). A la luz de esta evaluación del derecho, el Tribunal posteriormente hará un resumen fáctico de la posición de las Partes y procederá a analizar dichos hechos en materia de contaminación del suelo (Sección 4), piscinas de lodo (Sección 5), aguas subterráneas (Sección 6), y de abandono del sitio.

## 1. Posición de las Partes

### 1.1. Posición de Ecuador

#### 1.1.1. Burlington es responsable de la totalidad del daño ambiental en los Bloques 7 y 21

80. Según Ecuador, Burlington se equivoca al alegar, y en cualquier caso no demuestra, que las reconvenciones de Ecuador constituyan una mera estrategia compensatoria. Tal como lo explicara el Profesor Crespo durante la Audiencia, la posición y criterio de Ecuador en este procedimiento constituyen una prueba de que Ecuador ejerce su obligación constitucional de defender todo daño ambiental ocasionado por el Consorcio en los Bloques 7 y 21.<sup>95</sup> Además, la nueva teoría de Burlington sobre desarrollo sustentable no resiste análisis alguno. El desarrollo sustentable no puede equivaler a una “licencia para contaminar”.<sup>96</sup> Muy por el contrario, este principio abarca el principio de que quien contamina, paga, y que Ecuador sólo permitió que se realizaran operaciones petroleras porque estas operaciones se encuentran fuertemente reguladas y cualquier daño ambiental debe restaurarse completamente en virtud de la máxima *ubi emolumentum, ibi onus*.<sup>97</sup> Si uno debiera aceptar la teoría de los límites permisibles de Burlington, ello significaría que “*el ambiente ecuatoriano y la sociedad en general se verán obligados a asumir parte de los costos de las actividades petroleras de Burlington*”; una posición que resulta inaceptable.<sup>98</sup> Tal como afirmara el Profesor Crespo, el

---

<sup>95</sup> Tr. (Día 2) (ESP), 351:1-6 (Contrainterrogatorio, Crespo): “No solamente a través de las sanciones, sino exigiendo obligaciones de hacer como es restaurar completamente un daño ambiental o aplicando sanciones administrativas para efectos de disuadir a los particulares y a las actividades económicas a que prevengan el daño ambiental”.

<sup>96</sup> R-EPA, ¶ 44.

<sup>97</sup> *Id.*, ¶ 46.

<sup>98</sup> *Ibid.*

desarrollo sustentable implica que los operadores internalicen los costos ambientales.<sup>99</sup>

### **1.1.2. Burlington es objetivamente responsable del daño ambiental hallado en los Bloques 7 y 21.**

81. Según Ecuador, bajo la Constitución de 2008, los operadores petroleros asumen la responsabilidad objetiva por el daño ambiental. La responsabilidad objetiva significa que los operadores petroleros son responsables ante una simple muestra de daño ambiental en las áreas donde ejecutaron operaciones petroleras. El Estado no necesita probar que el operador petrolero es culpable, ni que existe un nexo causal entre una violación del deber de cuidado y el daño ambiental.<sup>100</sup>
82. En virtud del régimen de responsabilidad objetiva, el Estado sólo debe demostrar la existencia de una actividad económica en el área relevante que conlleva riesgos graves para el ambiente, y un impacto negativo en el ambiente de la clase que acompaña a una actividad económica tan peligrosa. Para Ecuador, Burlington se equivoca al pretender minimizar la importancia del impacto de sus operaciones en el ambiente. En efecto, la “*admisión significativa*” de responsabilidad de Burlington para restaurar los suelos por la suma de USD 10 millones constituye en sí misma una manifestación de un “*impacto significativo*”.<sup>101</sup>

### **1.1.3. La Constitución de 2008 es aplicable a los daños descubiertos con posterioridad a su entrada en vigor.**

83. En términos de aplicación temporal, Ecuador afirma que la Constitución de 2008 es aplicable a todo daño ambiental descubierto con posterioridad a su entrada en vigor, independientemente de cuándo ocurrió efectivamente el daño. Burlington no contradujo a los peritos legales de Ecuador, los Profesores Crespo y Andrade, quienes afirmaron que la Constitución de 2008 es de aplicación, al menos, a todo daño al ambiente ocurrido con posterioridad a su entrada en vigor. Esto se deriva de los Artículos 11.3 (aplicación directa)<sup>102</sup> y 396 de la Constitución de 2008

---

<sup>99</sup> Tr. (Día 2) (ESP), 333:20-334:8 (Interrogatorio Directo, Crespo): “Para terminar, quiero decir que el desarrollo sustentable, como he dicho al principio, no implica permitir que el ambiente sea dañado. Todo lo contrario. Implica garantizar el ambiente [...] internalizar costos ambientales por parte de las actividades económicas”.

<sup>100</sup> SMCC, ¶¶ 16-23.

<sup>101</sup> R-EPA, ¶ 36.

<sup>102</sup> En lo que respecta a la noción de aplicación directa, Ecuador alude a la distinción de Doyen Roubier entre situaciones dinámicas y situaciones estáticas. “*Una nueva ley no puede regir una situación o fase que ha finalizado. Por el contrario, una nueva ley puede regir una situación que ha comenzado antes de su sanción pero que aún no ha finalizado. El daño al ambiente, es*

(responsabilidad objetiva por delitos ambientales), el último disponiendo la reparación integral de “todo daño al ambiente”.

84. El Profesor Bedón, perito de Burlington, tampoco negó que la Constitución de 2008 pudiera resultar aplicable al daño ambiental precedente a la entrada en vigor de la Constitución si una norma particular dictara su aplicación.<sup>103</sup> Dicha norma existe, así alega Ecuador, tal como fue confirmado por la corte en *Nelson Alcívar* invocando el principio *in dubio pro natura* (consagrado en el Artículo 395(4) de la Constitución de 2008),<sup>104</sup> en los siguientes términos:

“Es de destacar que el principio constitucional que instituye que a la duda se aplicará la regla que más favorezca la protección del medio ambiente, por ser una norma que genera una amplia protección siempre cabe que se aplique lo prescrito por la Constitución actual, por ser una norma que genera una amplia protección al medio ambiente, por encima de lo previsto de la Ley de Gestión Ambiental, o en la Constitución de 1998. Lo previsto en la Constitución actual en lo relacionado con el tema ambiental y su protección además es aplicable preferentemente, ya que en lo procesal se aplican las normas vigentes al momento de la interposición de la acción y no aquellas vigentes cuando se generó la situación jurídica”.<sup>105</sup>

#### 1.1.4. Las reclamaciones ambientales son imprescriptibles

85. La Demandada hizo asimismo énfasis en que en el caso *Nelson Alcívar* la corte sostuvo también que, al amparo del Artículo 396(4) de la Constitución de 2008, las reclamaciones ambientales son “imprescriptibles”, y que la Constitución es aplicable a toda reclamación en materia ambiental incoada con posterioridad a su entrada en vigor.<sup>106</sup> En consecuencia, en tanto Ecuador incoó sus reconveniones ambientales en el mes de enero de 2011, es decir, luego de la entrada en vigor de la Constitución de 2008, Burlington no puede invocar el Artículo 2235 del Código Civil ecuatoriano (el “Código Civil” o “CC”) para alegar que las reclamaciones

---

*decir, el daño continuo, constituye precisamente un ejemplo de una situación dinámica*”. R-EPA, ¶ 52, nota 63.

<sup>103</sup> Véase: R-EPA, ¶ 54, en referencia a: Tr. (Día 2) (ESP), 624:18-625:3 (Contrainterrogatorio, Bedón).

<sup>104</sup> Artículo 395(4) de la Constitución de 2008 (**Anexo C-413**) (“En caso de duda sobre el alcance de las disposiciones legales en materia ambiental, éstas se aplicarán en el sentido más favorable a la protección de la naturaleza”).

<sup>105</sup> R-EPA, ¶ 55. *Nelson Alcívar c. OCP*, Corte Provincial de Justicia, 2011 (**Andrade IP, Anexo 29**).

<sup>106</sup> R-EPA, ¶ 57; Alegato de Apertura de Ecuador, Diapositivas 15-16.

relacionadas con el daño ambiental ocasionado con anterioridad al mes de enero de 2007 se encuentran prescritas, es decir, vencidas.

86. También es equivocado el argumento de Burlington de que las reclamaciones de Ecuador se encuentran prescritas con respecto al daño resultante de actos anteriores al mes de enero de 2007, es decir, cuatro años antes de que Ecuador incoara por primera vez su reconvencción. Burlington ignora que el Artículo 2235 del Código Civil de Ecuador rige exclusivamente la responsabilidad basada en la culpabilidad. Las presentes reclamaciones ambientales son por responsabilidad objetiva y no se encuentran sujetas a prescripción según el Artículo 396(4) de la Constitución de 2008, tal como fue reconocido durante la Audiencia por el experto de la Demandante, el Profesor Bedón.<sup>107</sup> Aun si el Artículo 2235 del Código Civil resultara de aplicación, el período para la prescripción (el “reloj”) sólo comenzaría a contar al momento del descubrimiento del daño, que en el presente caso fue después de que el Consorcio abandonara los Bloques en el mes de julio de 2009.<sup>108</sup>
87. Esta interpretación del derecho ecuatoriano se encuentra reafirmada por la política de Burlington de ocultar y no informar el daño medioambiental,<sup>109</sup> lo que incidentalmente da término al argumento “completamente equivocado” de Burlington de que los estudios de impacto ambiental aprobados por Ecuador permitirían, de algún modo, que Burlington evadiera su responsabilidad.<sup>110</sup>
88. En todo caso, al adquirir su participación en los Bloques y asumir contractualmente las responsabilidades ambientales de los operadores anteriores, Burlington renunció a su derecho de invocar cualquier regla prescriptiva.<sup>111</sup>
89. Subsidiariamente, tal como alega Ecuador, Burlington no ha negado que puedan aplicarse normas de orden público con efecto retroactivo, tal como fue sostenido en *Baquerizo*.<sup>112</sup> El perito de la Demandante, el Profesor Bedón, reconoció durante la Audiencia que el Artículo 14(2) de la Constitución de 2008 caracteriza el régimen

---

<sup>107</sup> R-EPA, ¶ 69, en alusión a: Tr. (Día 2) (ESP), 591:22-592:5 (Contrainterrogatorio, Bedón).

<sup>108</sup> R-EPA, ¶ 72.

<sup>109</sup> *Id.*, ¶¶ 765-815.

<sup>110</sup> *Id.*, ¶¶ 746-764.

<sup>111</sup> *Id.*, ¶¶ 71, 636-672.

<sup>112</sup> *A Baquerizo G.C. Ltda. c. Shulton Inc.*, Corte Suprema de Justicia, Tercera Sala de lo Civil y Mercantil, publicada en la Gaceta Judicial N.º 12 de fecha 25 de septiembre de 2003 (**Anexo CA-CC-29**). Alegato de Apertura de Ecuador, Diapositiva 17.

constitucional de protección del ambiente como una cuestión de orden público.<sup>113</sup> Incidentalmente, el mismo enfoque ha sido adoptado en varias otras jurisdicciones.<sup>114</sup>

90. Sea como fuere, para la Demandada, aun si la Constitución de 2008 no tuviera efecto retroactivo, el resultado sería el mismo. Leída conjuntamente con la decisión de *Delfina Torres*, el régimen ambiental establecido en la Constitución de 1998 también impone la responsabilidad objetiva por daños ambientales.<sup>115</sup> Tal como fue explicado durante la Audiencia por el perito de la Demandada, el Profesor Andrade, la única diferencia entre los regímenes de 1998 y de 2008 se refiere a la carga de la prueba y la prescripción.<sup>116</sup> De manera similar, la corte en *Aguinda c. Chevron* confirmó la naturaleza objetiva de la responsabilidad, al sostener que “[l]a responsabilidad por daño ambiental es siempre de carácter objetivo, independiente que exista una norma que así lo establezca”.<sup>117</sup>

#### 1.1.5. A Burlington le corresponde la carga de probar la inexistencia del daño.

91. En lo que respecta a la carga de la prueba, Ecuador observa que Burlington “guardó silencio convenientemente” respecto del Artículo 397(1) de la Constitución de 2008, el cual impone sobre el operador la carga de probar la inexistencia de daño ambiental potencial o real. Su perito, el Profesor Andrade, explicó que Ecuador sólo debe establecer la existencia de un “impacto negativo”, que constituya una “alteración del ambiente natural” (algo bastante inferior que el “daño”) para que la carga de la prueba se traslade a Burlington:<sup>118</sup>

---

<sup>113</sup> R-EPA, ¶ 58; que hace referencia a: Tr. (Día 2) (ESP), 601:13-17 (Contrainterrogatorio, Bedón), que corresponde a la Tr. (Día 2) (ENG), 578:16-19 (Contrainterrogatorio, Bedón).

<sup>114</sup> Réplica, ¶ 322; R-EPA, ¶ 59, que señala a los Estados Unidos, el Reino Unido, y Noruega. Por ejemplo, la Ley de Control de la Contaminación de Noruega dispone que “es aplicable a toda actividad iniciada con anterioridad a que la Ley entrara en vigor” (**Anexo EL-189**).

<sup>115</sup> *Comité Pro Mejoras Barrio Delfina Torres vda. de Concha c. Petroecuador, Petrocomercial y sus sociedades vinculadas (“Delfina Torres c. Petroecuador”)*, Caso N.º 229-03, Sentencia de la Corte Suprema de Justicia, 29 de octubre de 2002, publicado en el Registro Oficial N.º 43, 19 de marzo de 2003 (**Anexo EL-160**).

<sup>116</sup> R-EPA, ¶¶ 60-61. Véase, asimismo, la declaración del Profesor Andrade durante la Audiencia, Tr. (Día 2) (ESP), 510:16-21 (Tribunal, Andrade), y Tr. (Día 2) (ESP), 434:2-5 (Interrogatorio Directo, Andrade). El Tribunal observa que el Sr. Andrade durante su declaración habló de la “carga de la prueba”, que fue traducida de manera incorrecta como “la calidad de la prueba”. Véase: Tr. (Día 2) (ESP), 434:2-5 (Interrogatorio Directo, Andrade).

<sup>117</sup> R-EPA, ¶ 62. *María Aguinda Salazar y otros c. Chevron Corporation (“Aguinda c. Chevron”)*, Corte Nacional de Justicia, 12 de noviembre de 2013, pág. 115 (**Anexo EL-233**).

<sup>118</sup> R-EPA, ¶ 64.

“La Constitución lo que hizo es en relación con los dos componentes, el daño y el quantum del daño ambiental, trasladar esa carga de la prueba al gestor de la actividad o al demandado. Entonces, la única modificación que ha producido la Constitución de 2008 en relación con este material es que lo que debe probar el actor en este caso es un impacto negativo, evidentemente una alteración de la naturaleza. Esto es lo que se busca señalar”.<sup>119</sup>

92. Más específicamente, Ecuador alega que sólo necesita demostrar que los Bloques se han visto “adversamente impactados”, a partir de lo cual se traslada a Burlington la carga de demostrar que dicho impacto negativo “no es significativo en el sentido de la Ley de Gestión Ambiental”.<sup>120</sup> Basta con que se establezca que Burlington realizó actividades ambientalmente riesgosas en una determinada área, y que existe un impacto ambiental adverso del tipo que puede ser causado por dichas actividades en esa área.<sup>121</sup> Por último, el Profesor Andrade confirmó sin que se le contradijera que, conforme al Artículo 2217 del Código Civil, aun si el daño a los Bloques fuere ocasionado por varias personas, incluidos operadores anteriores, Burlington sigue siendo solidariamente responsable ante terceros por la totalidad de dicho daño.<sup>122</sup>

#### 1.1.6. En virtud de la responsabilidad objetiva, se presume la causalidad

93. Ecuador alega en primer lugar que, en virtud del régimen de responsabilidad objetiva, se presume la causalidad y Burlington sólo puede escapar a la responsabilidad si demuestra que el daño ambiental fue causado por fuerza mayor, por Ecuador, o por un tercero.<sup>123</sup> Sin embargo, Burlington no puede escapar a la responsabilidad por acciones u omisiones de operadores anteriores ya que los CP requieren que el operador restaure los Bloques a fin de “permitir, con el transcurso del tiempo, su potencial retorno a condiciones ambientales similares a las del inicio

---

<sup>119</sup> Tr. (Día 2) (ESP), 430:6-15 (Interrogatorio Directo, Andrade).

<sup>120</sup> R-EPA, ¶¶ 66, 612. Esto se ve reafirmado asimismo por (1) los *travaux préparatoires* de la Constitución. Asamblea Constituyente de Ecuador, Informe Final del Grupo de Trabajo 5 sobre Recursos Naturales y Biodiversidad, 2008, pág. 15 (**Crespo IP, Anexo 9**); (2) la redacción del Artículo 397 de la Constitución de 2008; (3) la decisión de *Aguinda*; y (4) el principio *in dubio pro natura* consagrado en el Artículo 395(4) de la Constitución de 2008.

<sup>121</sup> R-EPA, ¶ 606.

<sup>122</sup> *Id.*, ¶¶ 75-76.

<sup>123</sup> Réplica, ¶¶ 7, 10, 356, 406; R-EPA, ¶¶ 8, 603, 703; Alegato de Apertura de Ecuador, Diapositiva 45.

de las operaciones”.<sup>124</sup> En otras palabras, Burlington acordó contractualmente reparar cualquier daño ambiental hallado en los Bloques que pudiera haber sido ocasionado por operadores anteriores.<sup>125</sup> Burlington tampoco puede escapar a la responsabilidad demostrando que adoptó medidas apropiadas para evitar el daño durante su gestión en calidad de operador.<sup>126</sup>

94. Más específicamente, la Demandada cita el Artículo 396 de la Constitución de 2008 en virtud del cual “la responsabilidad por daños ambientales es objetiva”.<sup>127</sup> Hace asimismo referencia al Artículo 397(1) según el cual recae sobre el operador la carga de probar la inexistencia de daño ambiental potencial o real.<sup>128</sup> Además, en su Informe Final sobre Recursos Naturales y Biodiversidad, la Asamblea Constituyente de Ecuador indicó que no corresponde a la demandante probar la causalidad, sino a la demandada refutar su existencia.<sup>129</sup> Este criterio fue aplicado por primera vez en *Delfina Torres*<sup>130</sup> y nuevamente en *Aguinda*, donde la Corte Nacional de Justicia confirmó que la responsabilidad objetiva presume la causalidad.<sup>131</sup>
95. Una vez que se prueba la existencia de daño en el área de operaciones petroleras, el operador petrolero es responsable, a menos que pueda demostrar que el daño es consecuencia de fuerza mayor, de acciones u omisiones de la víctima, o de un tercero. Tal como fue explicado por el Profesor Crespo, la lógica de este régimen es

---

<sup>124</sup> Contrato de Participación del Bloque 7, Art. 5.1.20.10 (**Anexo C-1; Anexo CE-CC-28**); Contrato de Participación del Bloque 21, Art. 5.1.20 (**Anexo C-2; Anexo CE-CC-13**). Ver también: Alegato de Apertura de Ecuador, Diapositiva 44.

<sup>125</sup> Alegato de Apertura de Ecuador, Diapositiva 44, en referencia a: Saltos DT1, ¶ 111 (“el Consorcio también llevó a cabo tareas para remediar áreas identificadas por KmG”).

<sup>126</sup> Réplica, ¶ 357, en referencia a: Bedón IP1, ¶ 61. Véase, asimismo: Andrade IP, ¶ 55.

<sup>127</sup> Artículo 396 de la Constitución de 2008 (**Anexo P-12**).

<sup>128</sup> *Id.*, Artículo 397(1).

<sup>129</sup> Asamblea Constituyente de Ecuador, Informe Final del Grupo de Trabajo 5 sobre Recursos Naturales y Biodiversidad, 2008, pág. 15 (**Crespo IP, Anexo 9**). Ver también: Alegato de Apertura de Ecuador, Diapositiva 45.

<sup>130</sup> *Delfina Torres c. Petroecuador*, p. 48, ¶ 20 (**Anexo EL-160**) (“Pero como la carga de la prueba de la culpa resulta en la mayoría de los casos casi imposible o muy difícil para la víctima, se consideró la necesidad de revertir la carga de la prueba, en el sentido de que quien utiliza y aprovecha, la cosa riesgosa es al que le corresponde demostrar que el hecho dañoso se produjo por fuerza mayor o caso fortuito, por culpabilidad de un tercero o por culpabilidad exclusiva de la propia víctima”). Ver también: Alegato de Apertura de Ecuador, Diapositiva 48.

<sup>131</sup> *Aguinda c. Chevron Corporation*, pág. 217 (**Anexo EL-233**). Ver también: Alegato de Apertura de Ecuador, Diapositiva 47.

que en la mayoría de las instancias es muy difícil o imposible demostrar que la culpa del operador ocasionó el daño ambiental.<sup>132</sup>

96. Ecuador concluye que, en el presente caso, existe daño ambiental en los Bloques 7 y 21. En tanto el Consorcio no ha demostrado que el daño se debe a fuerza mayor, un tercero, o la víctima, el Consorcio es el responsable objetivo del daño y debe restaurar integralmente los ecosistemas o pagar una indemnización por daño para permitir que el Estado proceda con dicha restauración.<sup>133</sup>
97. Además, Ecuador alega que, contrario a lo que afirma Burlington, la presunción de causalidad es aplicable no sólo a las entidades que operan en forma simultánea en los Bloques, sino también a operadores sucesivos. El Artículo 2217 del Código Civil reafirma este punto al disponer la responsabilidad solidaria “si un delito o cuasidelito ha sido cometido por dos o más personas”.<sup>134</sup> La responsabilidad solidaria en materia de derecho ambiental trata precisamente la cuestión de la contaminación resultante de años de operaciones ambientalmente riesgosas. En todo caso, según la Demandada, Burlington no estableció que Petroamazonas causara daño alguno en los Bloques 7 y 21.<sup>135</sup>
98. Por último, Ecuador alega que ha demostrado que los Bloques 7 y 21 han sufrido daño ambiental generalizado y deben ser restaurados a los valores de fondo, o, subsidiariamente, al estándar de ecosistemas sensibles establecido en el Reglamento Ambiental para las Operaciones Hidrocarburíferas en el Ecuador (“RAOHE”). Hace asimismo énfasis en que Burlington deberá soportar la totalidad de los costos de restauración.

**1.1.7. Burlington debe restaurar integralmente el ambiente dañado a los valores de fondo, o, subsidiariamente, al estándar de ecosistemas sensibles.**

**a. El daño ambiental es distinto a las violaciones de los límites regulatorios permisibles**

99. Basándose en la Constitución de 2008, Ecuador alega que Burlington se encuentra obligado a reparar el daño “hallado en los Bloques”, y a restaurar el ambiente a su

---

<sup>132</sup> Crespo IP, ¶¶ 33-35; 2º SMCC, ¶ 26.

<sup>133</sup> 2º SMCC, ¶¶ 24-27, 42, 50-52. Véase, asimismo: R-EPA, ¶ 609.

<sup>134</sup> R-EPA, ¶¶ 624-625.

<sup>135</sup> *Id.*, ¶¶ 628-633.

condición original (*restitutio in pristinum*).<sup>136</sup> Ecuador hace referencia a una idéntica obligación a cargo de Burlington contenida tanto en la Cláusula 5.1.20.10 del CP del Bloque 7 como en la Cláusula 5.1.20 del CP del Bloque 21.<sup>137</sup>

100. Tal como lo explica el perito de Ecuador, el Profesor Crespo, el concepto de “daño ambiental” bajo la Constitución se dejó sin definir de manera intencional a fin de cubrir tantas clases de daños ambientales como fuese posible. Dicho concepto incluye la pérdida de biodiversidad, así como los impactos en la calidad del aire, la salud de la población local, el patrimonio cultural, y la economía local.<sup>138</sup>
101. Según la Demandada, es equivocada la invocación por parte de Burlington de los límites regulatorios permisibles. Tal como expresara Ecuador, “*por debajo de los límites numéricos permisibles, la contaminación no es simplemente basura que pueda barrerse debajo de la alfombra*”.<sup>139</sup> Aunque una actividad dañosa pueda desarrollarse en forma lícita, de todas maneras se genera la obligación de reparar los daños que se produzcan. La Demandante confunde culpa y daño, los cuales son independientes uno del otro.
102. Invocando tanto decisiones de la Corte Constitucional de Colombia como escritos académicos, específicamente Betancor Rodríguez y Peña Chacón, Ecuador afirma que el RAOHE y el Texto Unificado de Legislación Ambiental Secundaria (“TULAS”) no definen el daño ambiental pasible de compensación. Esa definición se encuentra en la Ley de Gestión Ambiental de Ecuador (“LGA”). La LGA define el daño ambiental como “toda pérdida, disminución, detrimento o menoscabo significativo

---

<sup>136</sup> Alegato de Apertura de Ecuador, Diapositiva 25. También haciendo alusión a: Peña Chacón, *Responsabilidad y Reparación Ambiental*, Comisión sobre Legislación Ambiental, Escritos Online IUCN, pág. 73 (**Crespo IP, Anexo 8**).

<sup>137</sup> R-EPA, ¶ 81. Contrato de Participación del Bloque 7, Cláusula 5.1.20.10 (**Anexo C-1; Anexo CE-CC-28**); Contrato de Participación del Bloque 21, Cláusula 5.1.20 (**Anexo C-2; Anexo CE-CC-13**). Alegato de Apertura de Ecuador, Diapositiva 26.

<sup>138</sup> Crespo IP, ¶ 8, ítem 7 y ¶ 76; SMCC, ¶¶ 29-38. El Profesor Crespo indicó que la noción de “daños ambientales” cubría el daño a la naturaleza y el daño a los activos individuales, así como diversas clases de amenazas ambientales tales como: impacto en los cuerpos de agua, pérdida de vegetación, pérdida de la calidad del aire, pérdida de la calidad ambiental debido a los niveles aumentados de ruido, pérdida de vida silvestre, impactos en la salud de la población local, impacto en las economías locales, conflictos socio ambientales, e impacto tangible e intangible en el patrimonio cultural. Crespo IP, ¶ 76.

<sup>139</sup> R-EPA, ¶ 82.

de las condiciones preexistentes en el medio ambiente o uno de sus componentes. Afecta al funcionamiento del ecosistema o a la renovabilidad de sus recursos”.<sup>140</sup>

103. Por lo tanto, en virtud de la LGA, “*la significancia del daño depende exclusivamente de la magnitud del impacto en el ambiente*”, mientras que el RAOHE y el TULAS hacen que el daño ambiental dependa del uso económico del suelo afectado.<sup>141</sup> En otras palabras, el estándar de daño significativo en virtud de la LGA “*es perfectamente funcional, sin la necesidad de estándares numéricos*”,<sup>142</sup> lo cual es reafirmado por el hecho de que la LGA no hace alusión alguna a límites.<sup>143</sup> Además, afirma la Demandada, el Artículo 396 de la Constitución de 2008 ordena que *todo* daño al ambiente ha de restaurarse integralmente, y el Artículo 397, de manera similar, menciona la reparación *integral*. En todo caso, el TULAS requiere asimismo que los suelos contaminados sean restaurados a su “*condición previa*”.<sup>144</sup> Esta “*condición previa*” se encuentra representada por los valores de fondo establecidos por IEMS.

**b. Burlington debe remediar los suelos contaminados a valores de fondo**

104. A lo que Ecuador hace alusión como su “argumento principal” es su reclamación en el sentido de que la restauración integral en virtud del Artículo 396(2) junto con el Artículo 71 de la Constitución de 2008 exige remediar la totalidad del daño ambiental al nivel de los denominados valores de fondo; es decir, restauración del ambiente a una condición equivalente a su condición anterior al inicio de las operaciones petroleras. La alegación de Ecuador consiste en que cualquier “*alteración del estado natural*”<sup>145</sup> califica como contaminación o daño que debe ser remediado integralmente a los denominados valores de fondo. No hay “*derecho a contaminar libremente hasta los límites permisibles*”.<sup>146</sup>

---

<sup>140</sup> Glosario de Definiciones de la Ley de Gestión Ambiental, Codificación 19, publicada en el Registro Oficial Suplemento N° 418 de fecha 10 de septiembre de 2003 (**Anexo CA-CC-33**).

<sup>141</sup> Réplica, ¶ 241.

<sup>142</sup> *Id.*, ¶ 242. Ecuador señala además la Directiva sobre Responsabilidad Medioambiental de la UE y diversas legislaciones en países de América Latina, que emplean tres criterios para definir el daño ambiental significativo: (1) impacto ambiental que afecte la salud humana; (2) daño ambiental que constituya una alteración permanente del ambiente; y (3) el impacto ambiental más significativo que las fluctuaciones negativas que ocurren naturalmente.

<sup>143</sup> R-EPA, ¶ 111.

<sup>144</sup> Réplica, ¶ 246, haciendo referencia a: TULAS, Libro VI, Anexo 2, Artículo 4.1 (**Anexo EL-173**).

<sup>145</sup> SMCC, ¶ 157.

<sup>146</sup> Réplica, ¶ 233.

105. Este criterio es consistente con la jurisprudencia de tribunal de cierre de Ecuador<sup>147</sup> y fue respaldado por el testimonio del Profesor Andrade.<sup>148</sup> Desde un punto de vista científico, IEMS declaró asimismo que los criterios normativos son insuficientes para proteger integralmente al ambiente o a la salud de la población. En la opinión de IEMS, existe contaminación toda vez que un contaminante supera los valores de fondo, activando así la obligación del operador de “*remediar el área afectada de modo que la restituya a su estado natural*”.<sup>149</sup>
106. Ecuador alega seis fundamentos para su argumento de valores de fondo. Primero, los peritos de las Partes coinciden en que la Constitución de 2008 exige la restauración integral. En tanto los límites permisibles establecidos en el RAOHE y en el TULAS no representan la restauración integral, el Tribunal debería desestimarlos y aplicar los valores de fondo establecidos por IEMS.
107. Segundo, tal como se establece *supra*, el RAOHE y el TULAS no definen el daño ambiental pasible de compensación. Simplemente establecen límites dentro de los cuales pueden desarrollarse lícitamente actividades peligrosas en forma tal que se previenen en la medida de lo posible la ocurrencia de daños.<sup>150</sup>
108. Tercero, la Audiencia confirmó que el RAOHE y el TULAS no pretenden definir el daño ambiental, sino que su objeto es el de regular las *actividades* de los operadores.<sup>151</sup> Se disipó la “falsa teoría del impacto tolerable e intolerable” planteada por el perito de la Demandante, el Profesor Bedón, cuando, confrontado con la cita integral del Profesor Peña, tuvo que admitir que el régimen de responsabilidad objetiva excluía un requisito de culpa. Para Ecuador, “[*s*]i el elemento de culpa desaparece con la responsabilidad objetiva, entonces el incumplimiento de regulaciones tales como aquellas incluidas en las regulaciones del RAOHE y del TULAS, devienen irrelevantes para evaluar la existencia y el alcance del daño ambiental”.<sup>152</sup>

---

<sup>147</sup> *Aguinda v. Chevron*, pág. 141 (**Anexo EL-233**).

<sup>148</sup> Réplica, ¶ 234; R-EPA, ¶ 88; Tr. (Día 2) (ESP), 492:20-493:5 (Contrainterrogatorio, Andrade).

<sup>149</sup> SMCC, ¶ 156; IEMS IP2, págs. 12-13.

<sup>150</sup> Réplica, ¶ 235.

<sup>151</sup> R-EPA, ¶ 114.

<sup>152</sup> *Id.*, ¶ 124.

109. Cuarto, el RAOHE y el TULAS constituyen simplemente herramientas de gestión de riesgo. Procuran evitar el daño ambiental y, por lo tanto, son aplicables *ex ante*.<sup>153</sup> El cumplimiento de regulaciones administrativas no constituye una protección contra el daño ambiental. Por ejemplo, puede ocurrir un daño como consecuencia del “*efecto acumulativo de determinadas emisiones [...] donde no se hayan infringido los límites permisibles*”.<sup>154</sup>
110. Quinto, tal como fue confirmado por el Profesor Crespo, el RAOHE y el TULAS rigen la responsabilidad administrativa, no la responsabilidad civil por el daño ambiental. En tanto el régimen de responsabilidad administrativa tiene por objeto evitar la ocurrencia de daño ambiental, el régimen de responsabilidad civil prevé la restauración integral.<sup>155</sup>
111. Sexto y último, el daño ambiental no puede determinarse en abstracto mediante la aplicación ‘a ciegas’ de los límites permisibles previstos en el RAOHE y el TULAS. Debe ser evaluado en función de los hechos específicos de cada caso.<sup>156</sup> En alusión a las pruebas del Profesor Andrade, Ecuador afirma que son irrelevantes los límites permisibles en el RAOHE y el TULAS “*ya que todo daño debe ser evaluado in situ*”<sup>157</sup> y porque “*la información empírica ex ante no puede determinar, por adelantado, si se ha causado daño a la renovabilidad de un ecosistema específico, menos aún si ha sido dañado de manera significativa*”.<sup>158</sup> Más importante aun, el RAOHE y el TULAS no hacen distinción alguna entre “*tipos y características de suelos (desiertos, selva, selva tropical, montañas, islas...)*”; haciéndolos inadecuados para el ecosistema sensible de la selva tropical amazónica.<sup>159</sup> Por último, mientras que los límites establecidos en el RAOHE y en el TULAS han de cambiar a lo largo del tiempo, lo que los hace por tanto poco fiables, el concepto de daño ambiental en la LGA no cambiará con el transcurso del tiempo.<sup>160</sup>

---

<sup>153</sup> *Id.*, ¶¶ 125-136.

<sup>154</sup> *Id.*, ¶ 135.

<sup>155</sup> *Id.*, ¶¶ 137-140.

<sup>156</sup> *Id.*, ¶ 141.

<sup>157</sup> *Id.*, ¶ 143 (énfasis en el original).

<sup>158</sup> *Id.*, ¶ 145.

<sup>159</sup> *Id.*, ¶ 146.

<sup>160</sup> *Id.*, ¶ 148.

112. En síntesis, Ecuador afirma que la remediación a valores de fondo no constituye un requisito extraordinario. El derecho comparado corrobora este enfoque.<sup>161</sup> El argumento de Burlington de que tiene derecho a contaminar hasta los límites permisibles es incompatible con “*dos de los principios más fundamentales del derecho ambiental*”.<sup>162</sup> El primero es el principio de quien contamina paga, según el cual los operadores deben internalizar los costos ambientales de sus actividades económicas, tal como se encuentra consagrado en la Constitución de 2008, en normas generales de responsabilidad extracontractual, y en la Declaración de Río. El segundo principio fundamental es que la propia naturaleza es titular de derechos con derecho a protección y reparación en el caso de daño ambiental en virtud del Artículo 71 de la Constitución.<sup>163</sup> Según Ecuador, la Constitución de 2008 establece asimismo que, en caso de duda, “*deberían interpretarse las regulaciones ambientales en el sentido más favorable a la protección de la Naturaleza*” (*in dubio pro natura*).<sup>164</sup> Por lo tanto, ante la ausencia de prueba en contrario, cualquier daño hallado debe considerarse significativo y, por ende, pasible de compensación.

**c. Subsidiariamente, Burlington debe remediar los suelos contaminados al estándar de ecosistemas sensibles**

113. Subsidiariamente, si el Tribunal llegase a descartar el criterio de valores de fondo y se remitiera al RAOHE y al TULAS como base para definir el daño ambiental, debería aplicar los límites permisibles para *ecosistemas sensibles* contemplados en dichas leyes,<sup>165</sup> por las siguientes dos razones. Primero, el uso futuro del suelo, tomado en consideración por el RAOHE para determinar los límites aplicables, debe tomarse a efectos de referirse al momento en que “finalizarán las operaciones petroleras”, en contraposición a la finalización de las actividades de un operador dado, tal y como fue clarificado durante la Audiencia.<sup>166</sup> Las operaciones petroleras son temporales y los campos petrolíferos en los Bloques 7 y 21 se encuentran

---

<sup>161</sup> Réplica, ¶ 249, que hace alusión a la Directiva sobre Responsabilidad Medioambiental de la UE; la Ley General del Ambiente de Argentina N.º 25675, Artículo 28; la Ley General del Medio Ambiente hondureña, Decreto N.º 104-93, Artículo 87; la Ley General del Medio Ambiente y los Recursos Naturales nicaragüense N.º 217, Artículo 145; la Ley de Responsabilidad Medioambiental española 26/2007, Anexo II, 1.1.1; y la Ley General del Ambiente peruana N.º 28611, Artículo 147.

<sup>162</sup> Réplica, ¶ 250.

<sup>163</sup> *Ibid.*

<sup>164</sup> *Id.*, ¶ 255.

<sup>165</sup> R-EPA, ¶¶ 151-192.

<sup>166</sup> *Id.*, ¶ 158; Tr. (Día 7) (ESP), 2289:9-15 (Alegato de Cierre, Silva Romero).

“destinados a ser nuevamente absorbidos por la selva tropical”.<sup>167</sup> En consecuencia, debe aplicarse el estándar de ecosistema sensible, que implica la restauración al estado de selva tropical prístina.

114. Segundo, los campos petrolíferos fueron “forjados” de los ecosistemas sensibles de la selva tropical amazónica; un área de “significativa importancia ecológica”, vulnerable al cambio y en necesidad de protección.<sup>168</sup> Según Ecuador, el Bloque 7 se encuentra situado en un “ecosistema frágil y diverso” con numerosos ríos y arroyos, tales como el Río Napo que cruza la totalidad del Bloque, el Río Suno que cruza el campo Oso, y el Río Payamino en la parte norte del Bloque 7.<sup>169</sup> De manera similar, el Bloque 21 constituye un área ecológicamente rica y vulnerable, caracterizada por la selva tropical y drenada por diversos ríos, de los cuales el más importante es el Río Napo.<sup>170</sup> Es infundado el argumento de Burlington de que los Bloques 7 y 21 no califican como ecosistemas sensibles en virtud del RAOHE y del TULAS, por no tratarse de las denominadas “áreas protegidas designadas” bajo la legislación ecuatoriana. Según Ecuador, al concebir una distinción en el RAOHE entre uso industrial, el uso agrícola y un ecosistema sensible, “el legislador ecuatoriano naturalmente tuvo la intención de que la selva tropical amazónica, que no cumple uso industrial o agrícola alguno, estuviera incluida en la última categoría”.<sup>171</sup>
115. En este respecto, Ecuador hace énfasis en que el mapa ilustrando el ‘Sistema nacional de áreas protegidas’ (“SNAP”), presentado por Burlington, desmiente la posición de este último que implicaría que todas las áreas no coloreadas del mapa constituirían tierras de uso industrial o agrícola.<sup>172</sup> Incluso GSI, el perito de la

---

<sup>167</sup> R-EPA, ¶ 163.

<sup>168</sup> *Id.*, ¶ 192.

<sup>169</sup> SMCC, ¶¶ 58-59; 2º SMCC, ¶ 58. Ecuador señala a la descripción del Bloque 7 como ecosistema frágil y diverso por parte de uno de los operadores privados anteriores en ese Bloque, Oryx Ecuador Energy Company (“Oryx”): “[...] dado que las operaciones de Oryx se desarrollan en el frágil y diverso ecosistema amazónico y particularmente en el ecosistema que domina el curso medio del río Nao y sus afluentes, también se justifica que tales operaciones se las realice e implante adecuando todas las medidas técnicas y económicas preventivas y correctivas posibles a fin de reducir al mínimo los efectos ambientales no deseados y así dar cumplimiento a sus obligaciones de carácter ambiental constantes en la Ley de Hidrocarburos, el Contrato de Exploración y Explotación, en el Reglamento de Operaciones Hidrocarburíferas, en el Reglamento Ambiental para la Actividad Hidrocarburífera en el Ecuador y en sus propias normas ambientales”. Descripción del Estudio de Impacto Ambiental del Proyecto de Petróleo, Oryx Ecuador Energy Company, enero de 1993, págs. 2-3 (**Anexo E-254**).

<sup>170</sup> 2º SMCC, ¶¶ 79-80.

<sup>171</sup> R-EPA, ¶ 170.

<sup>172</sup> *Id.*, ¶¶ 171-172.

Demandante en materia ambiental, reconoció durante la Audiencia, afirma Ecuador, que algunos sitios dentro de los Bloques 7 y 21 constituían “ecosistemas sensibles”.<sup>173</sup> Más significativamente, la redacción del RAOHE contradice la posición de Burlington, puesto que define a los ecosistemas sensibles de manera no exhaustiva al hacer alusión a áreas “*tales como Patrimonio Nacional de Áreas Naturales y otros identificados en el correspondiente Estudio Ambiental*”.<sup>174</sup>

116. Ecuador hace asimismo énfasis en que los Bloques 7 y 21 se encuentran ubicados en la cuenca del Río Napo, que es “*una de las regiones más biodiversas en el mundo*”.<sup>175</sup> De manera similar, observa que la “*mayor parte de los Bloques se encuentra completamente dentro de las Reservas de Biosfera Sumaco y Yasuni*”, mientras que una parte significativa del Bloque 21 se encuentra adicionalmente en la reserva indígena Huaorani.<sup>176</sup>
117. Para Ecuador, la “mega diversidad” del área se encuentra sustentada además por los estudios de impacto ambiental realizados en el año 2010, así como por IEMS, los cuales observan la elevada diversidad del área y el hecho de que algunas especies se encuentran en peligro de extinción.<sup>177</sup> Más importante aún, en varios estudios de impacto ambiental, el propio Consorcio concluyó “que las características del área de los Bloques 7 y 21 eran aquellas de un ecosistema sensible”.<sup>178</sup> Además, el testigo de Burlington, el Sr. Saltos, reconoció también la naturaleza dinámica del ecosistema alrededor de las plataformas.<sup>179</sup>

---

<sup>173</sup> R-EPA, ¶ 173, en alusión a: Tr. (Día 5) (ESP), 1662:1-1664:2 (Contrainterrogatorio, Bianchi).

<sup>174</sup> R-EPA, ¶ 175 (énfasis agregado por Ecuador), que hace referencia al RAOHE, Anexo 2, Tabla 6 (**Anexo EL-174**). Véase, asimismo: Tr. (Día 7) (ESP), 2290:15-22 (Alegato de cierre, Silva Romero).

<sup>175</sup> R-EPA, ¶ 176.

<sup>176</sup> *Ibid.*, haciendo referencia a: Mapa de los sitios de campos petrolíferos y Reserva de Biosfera de Sumaco (**Anexo E-339**); Reservas de Biosfera del Ecuador: Lugares excepcionales, Ministerio del Ambiente de Ecuador, GTZ/GESOREN-DED-WCS-NCI-UNESCO, Quito, 2010 (**Anexo E-380**); Memorando Confidencial, ConocoPhillips, Mapa de la Reserva Huaorani y del Bloque 21, pág. 36 (**Anexo E-214**). Véanse, asimismo: Mapa, Biosferas de la UNESCO, Ministerio del Ambiente (**Anexo E-565**); Evaluación de Salud, Seguridad, Ambiente y Desarrollo Sustentable y Otros Servicios Técnicos: Activos en Ecuador, confeccionado para ConocoPhillips en el mes de noviembre de 2006, pág. 80 (**Anexo E-222**).

<sup>177</sup> IEMS IP4, Adjunto 15, Evaluación de los Recursos Biológicos en el Área de los Bloques 21 y 7, pág. 6.

<sup>178</sup> R-EPA, ¶ 186, que hace alusión a: Evaluación de Impacto Ambiental para el proyecto de perforación en Lobo 3, diciembre de 2005, pág. 36 (**Anexo E-338**).

<sup>179</sup> R-EPA, ¶¶ 187-190.

## 1.2. Posición de Burlington

118. En síntesis, la argumentación de Burlington es que la reclamación ambiental de Ecuador por USD 2.600 millones constituye una “obra de ficción” no corroborada por los hechos e infundada como una cuestión de derecho.<sup>180</sup> Esencialmente, para prosperar con su reclamación, la Demandada debe demostrar que (i) el Consorcio actuó en violación de su deber de cuidado; (ii) Ecuador sufrió un daño; y (iii) existe un nexo causal entre el acto y el daño. Ecuador no ha demostrado ninguno de estos elementos.
119. En sustento de su defensa, Burlington sostiene que (i) el Consorcio era un operador responsable; (ii) Ecuador formula erróneamente las normas jurídicas aplicables; (iii) utiliza la definición equivocada de daño; (iv) invoca de manera errónea los valores de fondo; (v) aplica los estándares equivocados cuando, subsidiariamente, se refiere a los criterios regulatorios, (vi) no prueba la causalidad, y (vii) plantea una reclamación prescrita.

### 1.2.1. El Consorcio fue un operador responsable y ambientalmente consciente.

120. Los propios datos de Ecuador contradicen su intento de describir al Consorcio como un operador negligente. En efecto, no existieron derrames importantes de petróleo durante las operaciones del Consorcio y sólo hay limitados focos de excedencias regulatorias en los Bloques.<sup>181</sup> En realidad, el Consorcio “fue un operador responsable y un buen ciudadano corporativo que priorizó las condiciones ambientales, cumplió con las reglamentaciones del gobierno, informó y remedió con prontitud los derrames e invirtió en las comunidades vecinas”.<sup>182</sup> En particular, las auditorías ambientales acreditaron el “cumplimiento regulatorio generalizado y la gestión responsable de los Bloques” por parte del Consorcio.<sup>183</sup> En cualquier caso, Burlington afirma que no puede existir responsabilidad alguna en tanto el Consorcio actuó como un *bonus pater familias* o un operador razonablemente prudente.<sup>184</sup>
121. Como miembro responsable del Consorcio, Burlington está dispuesto a aceptar responsabilidad por las excedencias por encima de los criterios regulatorios para

---

<sup>180</sup> CMCC, ¶¶ 25, 189; C-EPA, ¶ 91.

<sup>181</sup> Dúplica, ¶ 93.

<sup>182</sup> *Id.*, ¶¶ 17, 280.

<sup>183</sup> CMCC, ¶ 121.

<sup>184</sup> *Id.*, ¶ 500.

los dos sitios “en los cuales no puede vincular definitivamente el daño con actividades distintas a aquellas del Consorcio (Pad A del campo Yuralpa y Área 3T del campo Jaguar 1)”, y a asumir los costos de cerrar cuatro piscinas abiertas y abandonar siete pozos.<sup>185</sup>

### 1.2.2. Ecuador tergiversa las normas jurídicas aplicables

122. En primer lugar, es la responsabilidad basada en la culpabilidad y no la responsabilidad objetiva la que rige la reclamación ambiental de Ecuador. La legislación ecuatoriana impuso la responsabilidad objetiva en el mes de octubre de 2008. En virtud del Artículo 7 del Código Civil, “[l]a ley no dispone sino para lo venidero: no tiene efecto retroactivo [...]”. Por lo tanto, el régimen de responsabilidad objetiva de la Constitución de 2008 no rige la reclamación de Ecuador con respecto al daño que antecede a la entrada en vigor de la Constitución en el mes de octubre de 2008.<sup>186</sup> En consecuencia, no puede responsabilizarse a Burlington a menos que se pruebe que el Consorcio violó su deber de cuidado.<sup>187</sup> No se ha analizado prueba tal.
123. Burlington observa, además, tal como lo explica el Profesor Bedón, que la fecha relevante para determinar el régimen jurídico aplicable es la fecha de *ocurrencia* del acto. Esta fecha es consistente con la prescripción para cuasidelitos del Código Civil, la cual opera desde la fecha en la ocurrió el acto dañoso.<sup>188</sup> En consecuencia, rechaza el argumento de Ecuador sosteniendo que la responsabilidad objetiva resulta aplicable, ya que dicho régimen sólo estuvo vigente en el momento de la inspección de IEMS en el año 2011. De manera similar, descarta la opinión de Ecuador de que la Corte Suprema ecuatoriana impuso la responsabilidad objetiva ya en el año 2002. En efecto, en *Delfina Torres*, la Corte Suprema simplemente abordó la responsabilidad objetiva en *dicta*, y, de hecho, aplicó la responsabilidad basada en la culpabilidad con una inversión de la carga de la prueba.<sup>189</sup> En todo caso, Burlington reitera que, independientemente de los cambios que se introdujeron en el año 2008, la nueva Constitución “no puede tener efecto

---

<sup>185</sup> C-EPA, ¶ 71.

<sup>186</sup> *Id.*, ¶¶ 200-203.

<sup>187</sup> CMCC, ¶¶ 498-504; Dúplica, ¶¶ 280-318.

<sup>188</sup> Artículo 2235 Código Civil. Véase: CMCC, ¶ 208; Dúplica, ¶ 327; Bedón IP1, ¶¶ 77-78.

<sup>189</sup> CMCC, ¶¶ 205-213, haciendo referencia a: *Delfina Torres c. Petroecuador* (**Anexo EL-160**); Bedón IP1, ¶¶ 60-63.

*retroactivo*,<sup>190</sup> ya que el régimen jurídico aplicable es aquel vigente en el momento del presunto acto dañoso.<sup>191</sup> Por consiguiente, el régimen del año 2008 sólo es aplicable a actos posteriores a la fecha de entrada en vigor de la Constitución.<sup>192</sup>

124. La Demandante identifica una segunda formulación de derecho errónea alegada por Ecuador, en relación con la carga de la prueba. Para Burlington, Ecuador tiene la carga de probar el daño ambiental.<sup>193</sup> La prueba del daño constituye un elemento esencial de la responsabilidad civil extracontractual. La posición de Ecuador de que *todo efecto* en el ambiente constituye un daño ambiental y que sólo debe realizar una demostración de un “impacto negativo” desafía el sentido común. Un efecto en el ambiente en cumplimiento de las regulaciones en materia ambiental no puede constituir un “daño” pasible de recuperación. De lo contrario, no habría finalidad alguna en las regulaciones y autorizaciones gubernamentales.<sup>194</sup> Sorprendentemente, el Profesor Crespo sostiene de manera errónea que Ecuador sólo necesita “alegar” o “señalar la probabilidad de daño”.<sup>195</sup> Si eso fuese cierto, la teoría de Ecuador implicaría que “*cualquier participante en actividades humanas en Ecuador es presuntamente responsable de una figura de daño ambiental elegida por cualquier actora*”, ya que cualquier actividad humana ocasiona impactos en el ambiente.<sup>196</sup>
125. Tercero, contrario a la afirmación de Ecuador, el derecho ecuatoriano exige la causalidad incluso para la responsabilidad objetiva. Así lo sostuvo la Corte Suprema de Ecuador, y el Artículo 396 de la Constitución ecuatoriana de 2008 dispone expresamente que las personas son objetivamente responsables por los daños que hayan “causado”. Por lo tanto, Ecuador se equivoca al argumentar que “*sólo necesita establecer que existe daño ambiental*”.<sup>197</sup> Debe demostrar, además, que Burlington y Perenco ocasionaron dicho daño.<sup>198</sup>

---

<sup>190</sup> CMCC, ¶ 190.

<sup>191</sup> *Id.*, ¶¶ 206-210.

<sup>192</sup> *Id.*, ¶ 210.

<sup>193</sup> C-EPA, ¶¶ 21-24.

<sup>194</sup> CMCC, ¶¶ 218-221.

<sup>195</sup> C-EPA, ¶¶ 21-22.

<sup>196</sup> *Id.*, ¶ 22.

<sup>197</sup> CMCC, ¶ 228, haciendo referencia a: 2º SMCC, ¶¶ 8, 28.

<sup>198</sup> *Id.*, ¶¶ 222-229.

**1.2.3. La definición de daño ambiental de Ecuador es infundada, ya que un impacto significativo requiere una excedencia de los límites permisibles.**

126. Según Burlington, la alegación de Ecuador' de daño ambiental extendido en los Bloques constituye una "*fantasía*"<sup>199</sup> fundada en teorías noveles y no corroboradas sobre la definición de daño ambiental, así como en informes defectuosos de su perito, IEMS. Entre otras cosas, IEMS aplicó estándares jurídicos, analizó el suelo en las piscinas de lodo como si se tratara de un suelo normal, sobrestimó el volumen de suelo contaminado a través de un modelo poco confiable, y no filtró correctamente las muestras de aguas subterráneas.
127. Burlington observa que no se controvierte que la LGA define el concepto de daño bajo la legislación ecuatoriana, y que la Constitución de 2008 mantuvo intacta dicha definición. Ecuador se equivoca tanto al negar que el concepto de daño se especifica con mayor detalle en el RAOHE y el TULAS, como al realizar distinciones artificiales entre la noción de daño y la idea de establecer límites para prevenirlo. El primer argumento de Ecuador en su Segundo Memorial Complementario de que sus propias regulaciones eran "arbitrarias" es tan erróneo como su segundo argumento de que el RAOHE y el TULAS no definen el daño, sino que simplemente pretenden establecer límites a las actividades peligrosas.<sup>200</sup>
128. De conformidad con la LGA, el "daño" requiere un "impacto negativo significativo". Tal como lo reconocieron los peritos de la Demandada, los Profesores Andrade y Crespo, dicha redacción implica que algunos impactos negativos son significativos en tanto que otros no lo son.<sup>201</sup> Si todo tipo de impactos estuviesen prohibidos, no podría haber desarrollo alguno.<sup>202</sup> Aunque la LGA define el "daño", no establece límites permisibles para cada contaminante. Por lo tanto, Burlington considera necesario recurrir a las regulaciones de implementación de Ecuador, específicamente al RAOHE y al TULAS, donde se especifica en mayor detalle el concepto de "daño".<sup>203</sup>

---

<sup>199</sup> *Id.*, ¶ 231.

<sup>200</sup> Dúplica, ¶ 33.

<sup>201</sup> C-EPA, ¶ 27.

<sup>202</sup> *Id.*, ¶ 30.

<sup>203</sup> *Id.*, ¶ 34.

129. Burlington afirma asimismo que la confianza sobre los límites establecidos en el RAOHE y el TULAS se ajusta al “derecho constitucional de seguridad jurídica”.<sup>204</sup> En otras palabras, “*debe existir una línea divisoria clara que determine el punto en el cual los impactos ambientales devienen significativos – una línea divisoria entre ‘impactos no significativos’ y ‘daño’*”.<sup>205</sup>
130. La Demandante señala además la práctica de Ecuador con posterioridad al año 2008, que demuestra que se refiere a límites permisibles, no a valores de fondo, cuando define “daño”. Por ejemplo, el Acuerdo Ministerial 169 dispone que el daño ambiental debe ser retornado a las condiciones “determinadas por la autoridad ambiental”, y la Resolución Ministerial N.º 1 alude al “daño” por vía de referencia a los límites permisibles.<sup>206</sup> La jurisprudencia ecuatoriana y la práctica de los organismos regulatorios de Ecuador demuestran de igual modo que el daño siempre se define por vía de referencia a límites permisibles. Con respecto a la jurisprudencia, el Profesor Andrade, perito de la Demandada, admitió durante la Audiencia que ningún tribunal ecuatoriano había aplicado valores de fondo.<sup>207</sup> Las decisiones en *Los Vencedores* y la *Municipalidad de Orellana* respaldan la proposición de que no existe daño alguno si no hay excedencia de los límites permisibles.<sup>208</sup> Con respecto a *Aguida*, el Profesor Andrade admitió que la corte habla de “reparación integral”, aunque no hace referencia alguna a valores de fondo; menos aún los aplica.<sup>209</sup>
131. En relación con la práctica regulatoria, las agencias de Ecuador tampoco han aplicado nunca valores de fondo.<sup>210</sup> En sustento de ello, Burlington cita los siguientes elementos: (i) El Ministerio del Ambiente de Ecuador aplica la Resolución Ministerial N.º 1, es decir, los límites permisibles, cuando ocurre un derrame de petróleo; (ii) Petroamazonas remedia los derrames por referencia a los límites

---

<sup>204</sup> *Id.*, ¶ 31, haciendo referencia a: Artículo 82 de la Constitución de 2008 (**Anexo P-12**).

<sup>205</sup> C-EPA, ¶ 31.

<sup>206</sup> *Id.*, ¶¶ 39-43, que hace alusión a: Acuerdo Ministerial 169, pág. 0003 (**Anexo EL-228**); Resolución Ministerial N.º 1, pág. 0012 (**Anexo CA-CC-55**).

<sup>207</sup> C-EPA, ¶ 48, que hace referencia a: Tr. (Día 2) (ESP), 516:15-517:2 (Tribunal, Andrade).

<sup>208</sup> C-EPA, ¶¶ 46-47, haciendo referencia a: *Irma A. Imbaquingo y otros. c. Perenco Ecuador Limited*, Corte Provincial de Justicia de Orellana, Ecuador, 17 de septiembre de 2013, Sección 6.7, págs. 0017-0018 (**Anexo CA-CC-57**); *Municipalidad de Orellana c. OCP*, Corte Provincial de Justicia de Orellana, Ecuador, 26 de noviembre de 2013, Sección 3, pág. 0021 (**Anexo CA-CC-58**).

<sup>209</sup> C-EPA, ¶¶ 52-51.

<sup>210</sup> *Id.*, ¶ 53.

permisibles; (iii) el Profesor Andrade reconoció que si ocurre un derrame, las agencias aplican los límites permisibles; (iv) una agencia del Ministerio del Ambiente, denominada PRAS, emitió políticas y normas operativas basadas explícitamente en el RAOHE; (v) IEMS aplicó criterios regulatorios en su primer informe pericial antes de recibir instrucciones de Ecuador de descartarlos; y (vi) el Profesor Bedón declaró que nunca había visto que se aplicaran valores de fondo.<sup>211</sup> En conclusión, Ecuador no ha ofrecido pruebas de una sola instancia en la que se hayan aplicado valores de fondo, mientras que Burlington ha demostrado que, de hecho, Ecuador aplica los límites permisibles para determinar la existencia de daño ambiental.<sup>212</sup>

#### **1.2.4. Ecuador utiliza valores de fondo para representar falsamente e inflar el presunto daño ambiental**

132. Burlington se opone a la utilización por parte de Ecuador de valores de fondo, incluida la posición de IEMS de que sólo los valores de fondo son suficientemente protectores de la salud pública. Burlington resalta que IEMS recibió instrucciones de Ecuador de emplear valores de fondo y, que en realidad, nunca analizó si el ecosistema se vio efectivamente afectado.<sup>213</sup> El primer informe pericial de IEMS en realidad hizo referencia a los límites permisibles como estándar aplicable.<sup>214</sup> *“Asombrosamente [alega Burlington], IEMS admitió que si el Consorcio estuviera operando en la actualidad [...], estaría sujeto a las regulaciones del RAOHE y del TULAS, no a los ‘valores de fondo’”*.<sup>215</sup> Por lo tanto, de no haberse expropiado Burlington, estaría sujeto a los estándares regulatorios. Habiendo sido expropiado, de algún modo se encuentra sujeto a los valores de fondo, *“resultando así en miles de millones de dólares de daños irreales”*.<sup>216</sup>

---

<sup>211</sup> *Ibid.*

<sup>212</sup> *Id.*, ¶ 54.

<sup>213</sup> *Id.*, ¶¶ 79, 99, haciendo referencia a: Tr. (Día 1) (ESP), 53:6-12 (Alegato de Apertura, Silva Romero) (“Ecuador no parece comprender cómo en este caso se puede decir que no se tienen que reparar todos los daños ambientales y restaurarlos a sus condiciones naturales de origen. Y esa es la razón precisamente por lo cual IEMS, los estratos técnicos de Ecuador, recibieron como instrucción utilizar los ‘valores de fondo’”).

<sup>214</sup> C-EPA, ¶ 100, que hace alusión a: IEMS IP1, pág. 48 (“En la opinión de IEMS, los límites regulatorios de concentración de contaminantes en Ecuador deberán ser utilizados para establecer la obligación legal del Consorcio Bloque 7 y Bloque 21 para realizar la limpieza y/o restauración del medio ambiente”).

<sup>215</sup> C-EPA, ¶ 79.

<sup>216</sup> *Id.*, ¶ 105.

133. En sustento de su argumentación, la Demandante invoca asimismo el objeto del RAOHE, que, en los términos del reglamento, consiste en establecer “[l]ímites permisibles para la identificación y remediación de suelos contaminados en todas las fases de la industria hidrocarburífera”.<sup>217</sup> Si rigieran los valores de fondo, tal como afirma Ecuador, el RAOHE no serviría ningún propósito aparente. Además, la propia IEMS reconoció, en su primer informe y en el marco del arbitraje *City Oriente c. Ecuador*, que el RAOHE establece los criterios para definir el alcance del daño ambiental.<sup>218</sup> Si los valores de fondo fueran relevantes, los campos petrolíferos activos deberían restaurarse a un estado natural prístino aun cuando los campos petrolíferos continuaran operando. Esto es absurdo, máxime considerando la expansión agresiva de la producción de petróleo de Ecuador.
134. Para refutar la invocación por parte de Ecuador de la Tabla 6 del RAOHE, Burlington comenta que la Tabla 6 establece que pueden utilizarse valores de fondo para *incrementar* los límites permisibles, no para *reducirlos*. Por lo tanto, si la concentración natural de un dado elemento en el suelo es superior a su límite regulatorio, puede aumentarse el límite permisible a ese nivel que ocurre naturalmente – lo contrario no es cierto.<sup>219</sup>
135. Burlington refuta el otro argumento adicional de Ecuador, según el cual sólo los valores de fondo se atienen a la Constitución ecuatoriana del año 2008. Primero, la Constitución de 2008 no puede aplicarse de manera retroactiva, por lo que cubriría como máximo un período de 10 meses (entre su entrada en vigor en octubre de 2008 y la toma de posesión de los Bloques por parte de Ecuador en julio de 2009). Segundo, el Artículo 396 de la Constitución de 2008 solamente entra en juego en caso de “daño”, el cual se define en las regulaciones ambientales y en particular en el RAOHE.<sup>220</sup>
136. Burlington controvierte además la afirmación de IEMS de que existe la posibilidad de que los criterios normativos ecuatorianos “*no sean lo suficientemente protectores de la salud de la población local [...]*”.<sup>221</sup> Por el contrario, afirma Burlington, “*los límites regulatorios de Ecuador son notablemente estrictos*”.<sup>222</sup> Ecuador es más

---

<sup>217</sup> CMCC ¶ 109, citando: RAOHE, Tabla 6 (**Anexo EL-174**).

<sup>218</sup> CMCC, ¶¶ 245-248.

<sup>219</sup> *Id.*, ¶¶ 244, 249-254.

<sup>220</sup> *Id.*, ¶¶ 255-258.

<sup>221</sup> CMCC, ¶ 260, citando: IEMS IP3, pág. 38.

<sup>222</sup> CMCC, ¶ 262.

protector que otras regiones productoras de petróleo, tales como Venezuela, Texas y Louisiana. Sus regulaciones son también más estrictas que la metodología de las Acciones Correctivas Basadas en Riesgo (“RBCA”, por sus siglas en inglés) adoptadas ampliamente en países europeos, los Estados Unidos y otras partes del mundo. De manera sucinta, los criterios del RAOHE son sumamente protectores de la salud humana y ninguna lógica de salud pública justifica la aplicación de un criterio más estricto.<sup>223</sup>

137. Burlington critica asimismo la metodología de IEMS para calcular los valores de fondo, la cual resultó calificando muestras limpias como muestras contaminadas. Al agregarse los contaminantes, los valores de fondo de Ecuador resultan en que un 84% de las muestras limpias se califican como contaminadas.
138. Por último, según Burlington, la invocación por parte de Ecuador de valores de fondo, en contraposición a los criterios del RAOHE, tiene enormes consecuencias para sus reconvenciones. Una suma por concepto de daños de aproximadamente USD 1.300 millones de la reclamación de Ecuador depende de la aplicación de los valores de fondo. Si se descartan los valores de fondo, las reclamaciones de Ecuador se reducen de USD 2.200 millones a USD 895 millones.<sup>224</sup>

#### **1.2.5. El “argumento regulatorio” de IEMS basado en ecosistemas sensibles es igualmente incorrecto.**

139. Burlington cuestiona también el argumento subsidiario de Ecuador basado en los criterios regulatorios ya que se funda exclusivamente en el criterio de ecosistema sensible, el cual resulta inapropiado en la mayoría de los casos. Burlington está en desacuerdo con Ecuador en que los Bloques en su totalidad se encuentran situados en una región “sensible” o que están ubicados en una reserva de biosfera, observando que sólo un número muy limitado de áreas son designadas por el Ministerio del Ambiente de Ecuador como “ecosistema sensible”.<sup>225</sup>
140. Burlington alega además que, según la Tabla 6 del RAOHE, los niveles permisibles de contaminación dependen del “uso” de la tierra, que el RAOHE clasifica como industrial, agrícola o ecosistema sensible, el primero siendo el más permisivo y el último el menos permisivo. El cálculo de los niveles de contaminación de IEMS con base en el umbral de ecosistema sensible es injustificado ya que sólo un pequeño

---

<sup>223</sup> *Id.*, ¶¶ 240-242, 260-265.

<sup>224</sup> *Id.*, ¶ 276.

<sup>225</sup> Tr. (Día 1) (ESP), 248:18-249:4 (Alegato de Apertura, Renfroe).

número de sitios en los Bloques se entrecruzan con áreas designadas como “*ecosistemas sensibles*”.<sup>226</sup> La mayoría de las áreas en las que se desarrollan las operaciones activas del Consorcio constituyen un “*ejemplo por excelencia*” del uso del suelo para fines industriales; las áreas circundantes utilizándose principalmente para agricultura.<sup>227</sup>

141. Para Burlington, el argumento de Ecuador de que los Bloques deben ser considerados en su totalidad como ecosistemas sensibles es inconsistente con el RAOHE y con la propia aplicación del RAOHE por parte de Ecuador fuera del marco del presente arbitraje.<sup>228</sup> En virtud del RAOHE, el “*uso posterior que se le asigne al suelo remediado*” determina el uso del suelo. El uso posterior es aquel “*inmediatamente posterior a la confiscación*”, y no el uso cuando finalizan las operaciones petroleras, tal como propone Ecuador.<sup>229</sup> Las áreas dentro de los campos petrolíferos, tales como las plataformas y los equipos de perforación, se utilizan para desarrollar operaciones hidrocarburíferas – un uso industrial. Este es el único objeto, presente y predecible, de estas áreas. Las tierras en torno a los campos petrolíferos, a su vez, son utilizadas mayormente para pasturas, cultivos, o recolección de leña, esto es, para fines agrícolas. Según GSI, “*95% de las áreas en torno a las plataformas inspeccionadas constituyen áreas agrícolas o bosques secundarios*”.<sup>230</sup>
142. Burlington considera asimismo que la invocación exclusiva por parte de Ecuador del criterio de ecosistemas sensibles es contrario a su propia práctica. Según Burlington, esa práctica confirma que la mayor parte del suelo en los Bloques se destina al uso “industrial” o “agrícola”. En ocasiones múltiples, Ecuador aprobó, o no objetó, planes en los que el suelo en los Bloques se clasificaba como “industrial” o “agrícola”.<sup>231</sup> Por ejemplo, IEMS admitió durante la Audiencia que los estudios *ex post* sobre la condición ambiental de los Bloques tras la toma de posesión por parte de Ecuador aplicaron el estándar de uso agrícola.<sup>232</sup> En aplicación del RAOHE, el “uso posterior” de cualquier suelo remediado continuará siendo “industrial” o

---

<sup>226</sup> CMCC, ¶¶ 278-279; C-EPA, ¶ 125.

<sup>227</sup> CMCC, ¶ 289.

<sup>228</sup> *Id.*, ¶ 283.

<sup>229</sup> C-EPA, ¶ 125.

<sup>230</sup> CMCC, ¶¶ 302.

<sup>231</sup> C-EPA, ¶ 127.

<sup>232</sup> *Ibid.*, que hace referencia a: Tr. (Día 3) (ESP), 807:13-22 (Contrainterrogatorio, Alfaro).

“agrícola”. En síntesis, la clasificación de “ecosistemas sensibles” no guarda relación alguna con el uso real del suelo y debe rechazarse.<sup>233</sup>

143. IEMS también invoca en forma incorrecta la Tabla 2 del Anexo 2, Libro VI del TULAS. Para la Demandante, esta tabla sólo establece los valores de fondo pre estimados para sustancias no incluidas en la Tabla 6 del RAOHE (tales como bario y vanadio). No expresa criterios de remediación, que se encuentran en la Tabla 3 del Anexo 2, Libro VI del TULAS, bajo el título “Criterios de Remediación o Restauración del Suelo”. El TULAS establece expresamente que los criterios de remediación y restauración “se presentan en la Tabla 3”,<sup>234</sup> hecho que la propia IEMS ha reconocido en el marco del arbitraje de *City Oriente*. Por lo tanto, Burlington considera a la Tabla 3 del TULAS como la tabla apropiada para determinar los criterios de remediación del suelo.<sup>235</sup>
144. Como punto final, Burlington hace énfasis en que las designaciones del uso del suelo en el RAOHE son suficientemente protectoras de la salud humana y el medio ambiente, ya que los estándares de Ecuador se encuentran dentro de los más estrictos del mundo.<sup>236</sup>
145. Tal como fue observado *supra*, para Burlington, la aplicación de los criterios regulatorios adecuados tiene un impacto importante en la reclamación de daños de Ecuador. En particular, GSI halló que 74% de las muestras de suelo analizadas por IEMS que mostraban excedencias de los límites de “ecosistemas sensibles” en realidad cumplen con las regulaciones ecuatorianas para suelos industriales y agrícolas.<sup>237</sup> Al aplicar los criterios regulatorios correctos, los daños que alega haber sufrido Ecuador se reducen por USD 885 millones adicionales, llegando a un total de aproximadamente USD 10 millones, de los cuales Burlington únicamente acepta responsabilidad por la suma de USD 1.09 millones.<sup>238</sup>

---

<sup>233</sup> CMCC, ¶¶ 291-299, 303-310.

<sup>234</sup> TULAS, Libro VI, Anexo 2, ¶ 4.2.2 (**Anexo EL-173**).

<sup>235</sup> CMCC, ¶¶ 280-281.

<sup>236</sup> C-EPA, ¶¶ 133-135.

<sup>237</sup> CMCC, ¶ 311 y el gráfico.

<sup>238</sup> *Id.*, ¶¶ 17, 282.

### 1.2.6. Ecuador ignora completamente su obligación de probar la causalidad

146. Burlington se opone a la posición de Ecuador' de que el derecho ecuatoriano impone una presunción refutable de causalidad. Para Burlington, la Constitución de 2008 le impone a Ecuador la carga de probar la causalidad, y Burlington sólo es responsable por el daño causado durante su tenencia de los Bloques; no por aquel causado por el mismo Ecuador o por operadores anteriores.

#### a. Le corresponde a Ecuador la carga de probar la causalidad

147. La afirmación de Burlington es que la causalidad no se presume, y que Ecuador debe probar la causalidad. El Profesor Bedón proporcionó pruebas claras a este fin durante la Audiencia, e incluso el Profesor Crespo reconoció que el daño ambiental debe “*ser causado por la actividad del operador*”.<sup>239</sup> Los tribunales ecuatorianos exigen de manera consistente a las partes actoras que demuestren la causalidad, incluidos en los casos de responsabilidad objetiva.<sup>240</sup> Por ejemplo, en *Medardo Luna*, la Corte Suprema ecuatoriana sostuvo que la parte agraviada debe probar (i) el hecho, (ii) el daño, y (iii) el nexo causal. A la misma conclusión arribó la Corte Nacional de Justicia en *Aguinda*, donde sostuvo que en el régimen de responsabilidad objetiva posterior al año 2008 la parte actora sólo debe “*corroborar la actividad riesgosa y la relación de causalidad*”.<sup>241</sup>

#### b. Burlington sólo es responsable por el daño ocasionado durante su gestión de los Bloques

148. La Demandante afirma además que sólo es responsable por los daños causados mientras el Consorcio operaba los Bloques. Debe probarse la causalidad porque cada operador es responsable por el daño que ha causado, no por el daño causado por un tercero.<sup>242</sup> Dado que el Profesor Crespo declaró que Ecuador debe probar que el daño fue causado “*durante el período de operaciones del Consorcio*”, se desprende que Petroamazonas, que en la actualidad opera los Bloques, es presuntamente responsable por cualquier daño ocurrido con posterioridad al mes

<sup>239</sup> *Id.*, ¶ 223, haciendo referencia a: Crespo IP, ¶ 79.

<sup>240</sup> CMCC, ¶ 224 (“*los tribunales ecuatorianos han confirmado de manera explícita que la causalidad constituye un elemento crítico de la responsabilidad objetiva, así como de la responsabilidad basada en la culpabilidad*”).

<sup>241</sup> Énfasis de Ecuador. C-EPA, ¶ 61, citando a: *Aguinda c. Chevron*, pág. 239 (**Anexo EL-233**).

<sup>242</sup> C-EPA, ¶ 62.

de julio de 2009. En este contexto, deben rechazarse las explicaciones del Profesor Andrade de que Petroamazonas de algún modo se rige por normas diferentes.<sup>243</sup>

149. En consecuencia, Burlington controvierte asimismo que sea responsable solidario del daño ocasionado por operadores anteriores.<sup>244</sup> La responsabilidad solidaria sólo puede resultar del “*mismo* cuasidelito o hecho ilícito, no de cuasidelitos o hechos ilícitos *consecutivos*”.<sup>245</sup> Por lo tanto, Burlington sólo es responsable de la conducta de Perenco, en calidad de operador para el Consorcio, y no de la conducta de operadores anteriores ni ulteriores.<sup>246</sup>

**c. La contaminación en Coca-Payamino fue causada por la propia Ecuador**

150. Burlington afirma que el daño ambiental en Coca-Payamino, que constituye más de la mitad de la reclamación de Ecuador, fue causado “*casi sin duda*” por CEPE y Petroproducción cuando operaron los campos en la década de 1980, y por esta última durante la operación alternada del CPUF con Oryx en la década de 1990.<sup>247</sup>
151. En efecto, hay cuantiosa evidencia de derrames de petróleo, problemas con las piscinas de lodo, falta de remediación, y descargas continuas en el medio ambiente durante la operación de los Bloques por parte de CEPE y Petroproducción. Por ejemplo, una auditoría ambiental en el año 1999 determinó que las prácticas operatorias de Petroproducción eran “*reactivas y no proactivas*”.<sup>248</sup> Además, Burlington observa que, a pesar de la orden expresa del Tribunal, Ecuador no exhibió ningún informe de derrames o programa de remediación para ese período.<sup>249</sup> En sustento de sus alegaciones, Burlington cita los siguientes hechos: (i) en la CPF Coca, Petroproducción “*descargó permanentemente agua de*

---

<sup>243</sup> *Id.*, ¶ 64, haciendo referencia a: Tr. (Día 2) (ENG), 442:14-443:4 (Interrogatorio Directo, Andrade), correspondiendo a Tr. (Día 2) (ESP) 453:5-22 (Interrogatorio Directo, Andrade).

<sup>244</sup> Réplica, ¶¶ 269-275.

<sup>245</sup> Énfasis de Burlington. C-EPA, ¶ 66; Réplica, ¶ 272.

<sup>246</sup> C-EPA, ¶ 66.

<sup>247</sup> CMCC, ¶ 441. Petroproducción asumió las operaciones del CPUF, desde el mes de abril de 1991 hasta el mes de febrero de 1994, y desde el mes de junio de 1997 hasta el mes de marzo de 2000. Oryx operó el campo desde el mes de febrero de 1994 hasta el mes de junio de 1997. El CPUF fue operado en forma continua por la Contratista del Bloque 7 después del mes de marzo de 2000. *Id.*, ¶¶ 95-96.

<sup>248</sup> CMCC, ¶ 443, en alusión a: Patrick Grizzle, Auditoría Ambiental de las Operaciones de Petroproducción del Campo Coca-Payamino (*Environmental Audit of Petroproducción Operations of the Coca-Payamino Field*), enero de 1999 (**Anexo CE-CC-21**).

<sup>249</sup> CMCC, ¶ 444, haciendo referencia en el pie de página 578, erróneamente, a “*Resolución Procesal No. 2 de 9 de julio de 2012*”, correspondiendo a RP9 de 6 de julio de 2012, Anexo A, Reclamo No. 9.

*producción*” al medio ambiente con anterioridad al año 1994;<sup>250</sup> (ii) en Payamino 2 y 8, el crudo y los metales pesados hallados en el pantano Jungal se originan de una ruptura anterior al año 1992 de las piscinas de lodo y de pruebas de producción construidas por CEPE en el año 1987;<sup>251</sup> (iii) en Coca 6, se registró un derrame grave por parte de Oryx en el año 1999 y la piscina en la parte norte de la plataforma fue construida por Petroproducción en el año 1989, en tanto el derrame del año 2007 fue remediado integralmente;<sup>252</sup> (iv) en Payamino 4, CEPE construyó piscinas en el año 1988 sin utilizar revestimientos, rellenándolas con lodos de perforación;<sup>253</sup> y (v) en Coca 4, la perforación fue desarrollada por CEPE en el año 1989, lo que explica la presencia de bario en esa área.<sup>254</sup>

**d. Ecuador no tiene en cuenta del daño ambiental causado por Petroamazonas con posterioridad al mes de julio de 2009**

152. Burlington llama la atención sobre el hecho de que la reclamación de Ecuador ignora su toma de posesión de los Bloques en julio de 2009 y la agresiva expansión de las operaciones. En este contexto, resulta “*absurda*” la insistencia de Ecuador en el estándar de ecosistemas sensibles cuando uno considera que el propio Ecuador ha aumentado activamente el uso industrial de los Bloques.<sup>255</sup> Según Burlington, la expansión de los campos por parte de Ecuador ha obviado la necesidad de remediación, tal como lo demuestran tres ilustraciones.
153. Primero, el sitio Coca 13 ha sido extendido en más de 40.000 metros cuadrados, 11 pozos nuevos, cuatro piscinas de lodo nuevas y una CPF nueva. Al hacerlo, Ecuador ha subsumido y “erradicado” la presunta zona de contaminación por la cual reclama que Burlington es responsable. Sin embargo, reclama para este sitio USD 26,5 millones en concepto de indemnización por daños en virtud de su argumento de valores de fondo y USD 7,4 millones en virtud de su argumento de ecosistemas sensibles.<sup>256</sup>

---

<sup>250</sup> CMCC, ¶¶ 447-450, en alusión a: Ecomapa/Western Oilfield Environmental Services Ltd., Evaluación Ambiental del Campo Coca-Payamino de Oryx Ecuador Energy Company (*Environmental Assessment of Oryx Ecuador Energy Company Coca-Payamino Field*), mayo de 1994, pág. 30 (**Anexo CE-CC-12**).

<sup>251</sup> CMCC, ¶¶ 451-455.

<sup>252</sup> *Id.*, ¶¶ 456-463.

<sup>253</sup> *Id.*, ¶¶ 464-466.

<sup>254</sup> *Id.*, ¶ 467.

<sup>255</sup> *Id.*, ¶ 469.

<sup>256</sup> *Id.*, ¶ 474.

154. Segundo, también se ha extendido Oso A en forma dramática, con Ecuador perforando 14 pozos nuevos. Al igual que con Coca 13, “*el desarrollo extensivo por parte de Petroamazonas del campo Oso A desde el mes de julio de 2009 ha obviado la necesidad de remediación y volvió obsoletas las conclusiones de IEMS – si había allí contaminación en primer lugar*”.<sup>257</sup>
155. Tercero, Burlington alega que Ecuador no mencionó ni tomó en cuenta la ocurrencia de un derrame de petróleo en la CPF Mono que ocurrió en 2010 o 2011. En este contexto, Burlington resalta que el primer informe de IEMS identificó dicho derrame como condición ambiental reconocida (“REC”, por sus siglas en inglés), pero “*curiosamente*” no la incluyó en su tercer informe “*a pesar de que la CPF Mono representa una de las reclamaciones más importantes por monto en dólares de todas las reconvenciones de Ecuador*”.<sup>258</sup> Por lo tanto, las reclamaciones de Ecuador por más de USD 100 millones deben fracasar porque no puede demostrar que la presunta contaminación sea atribuible al Consorcio.<sup>259</sup>

**e. Los CP eximen al Consorcio del daño causado por terceros**

156. Burlington observa que Ecuador se basa en los CP para absolverlo de tener que probar causalidad, siendo el Consorcio presuntamente responsable por el daño ambiental causado por operadores anteriores. La referencia de Ecuador a los CP no sólo está proscrita por la naturaleza extracontractual de su reconvención, sino que también es equivocada en sí misma. En efecto, los CP “*eximen expresamente al Consorcio de la responsabilidad del daño causado por terceros*”.<sup>260</sup>
157. En este contexto, Burlington observa que las excedencias por encima de los criterios regulatorios halladas en 17 sitios no fueron ocasionadas por el Consorcio, sino por operadores anteriores, incluyendo operadores estatales. Por ejemplo, existen abundantes pruebas de que la contaminación del pantano Jungal en Payamino 2 y 8 fue causada por CEPE entre los años 1988 y 1992. De hecho, Burlington exhibió pruebas que vinculan la contaminación hallada en todos excepto

---

<sup>257</sup> *Id.*, ¶ 481.

<sup>258</sup> *Id.*, ¶ 486.

<sup>259</sup> *Id.*, ¶ 486.

<sup>260</sup> C-EPA, ¶ 67. La Cláusula 5.1.20.10 del Contrato de Participación del Bloque 7 dispone que “[l]a Contratista no será responsable por las condiciones ambientales preexistentes al inicio de las operaciones del Contrato de Prestación de Servicios” (**Anexo CE-CC-28**); en tanto la Cláusula 5.1.20 del Contrato de Participación del Bloque 21 estipula que “[l]a Contratista no será responsable por las condiciones ambientales preexistentes al inicio de las operaciones del Contrato” (**Anexo CE-CC-13**).

dos de los 17 sitios a las actividades de otras partes y no del Consorcio. Como miembro responsable del Consorcio, Burlington está “dispuesto a aceptar la responsabilidad por los dos sitios en los cuales no puede vincular definitivamente el daño con actividades distintas a aquellas del Consorcio” por un costo total de USD 1,09 millones.<sup>261</sup>

### 1.2.7. Las reclamaciones de Ecuador se encuentran prescritas en virtud del derecho ecuatoriano

158. La última excepción de Burlington es que la reconvencción se encuentra prescrita. El Artículo 2235 del Código Civil contempla un período de prescripción de cuatro años. La invocación por parte de Ecuador de la llamada “regla de descubrimiento” (en inglés, *discovery rule*), que toma de otras jurisdicciones, es infundada. En efecto, Ecuador, no cita un solo caso en sustento de esta regla. Incluso si existiera dicha regla de descubrimiento, el período comenzaría a correr sólo cuando Ecuador tuvo conocimiento o debería haber tenido conocimiento (en inglés, *constructive knowledge*, que el Tribunal traduce para estos efectos como “conocimiento imputado”) del presunto daño ambiental.<sup>262</sup> A la luz del hecho de que el Consorcio fue supervisado estrictamente por las autoridades regulatorias ecuatorianas, que Ecuador aprobó de manera consistente los estudios de impacto ambiental del Consorcio, que el Consorcio presentó de manera regular informes y auditorías, y que se realizaron inspecciones periódicas, debe considerarse que Ecuador tenía conocimiento imputado de cualquier presunto daño durante el curso de las operaciones del Consorcio.<sup>263</sup> Por lo tanto, aun si Ecuador tuviera reclamaciones legítimas, actualmente se encuentran prescritas en virtud del Artículo 2235 del Código Civil.

## 2. Marco legal aplicable

159. Desde la década de 1970, Ecuador ha incorporado normas ambientales en su ordenamiento jurídico, incluso respecto a las actividades hidrocarburíferas, a nivel constitucional, legislativo y regulatorio, tal como se analizará *infra*.<sup>264</sup> Después de establecer las disposiciones relevantes de la Ley de Hidrocarburos (2.1), el Tribunal analizará la evolución del marco ambiental de Ecuador para las operaciones

---

<sup>261</sup> C-EPA, ¶ 71.

<sup>262</sup> *Id.*, ¶ 72, 73.

<sup>263</sup> *Id.*, ¶ 74.

<sup>264</sup> SMCC, ¶ 7; CMCC, ¶ 107. Véase, asimismo: Cronología de las Leyes y Reglamentos Ambientales de Ecuador, 1971-2008 ([Anexo CE-CC-269](#)).

petroleras, incluida la Ley de Prevención y Control de la Contaminación Ambiental (2.2), las Constituciones de los años 1978 y 1998 (2.3), la Ley de Gestión Ambiental (2.4), el Reglamento Ambiental Sustitutivo para las Operaciones Hidrocarburíferas en el Ecuador (2.5), el Texto Unificado de Legislación Ambiental Secundaria (2.6), y la Constitución de 2008 (2.7). Finalmente, definirá las provisiones relevantes de los CP (2.8).

## 2.1. La Ley de Hidrocarburos y la regulación de la industria hidrocarburífera

160. La Ley de Hidrocarburos (“LH”) fue promulgada en el año 1971.<sup>265</sup> Contenía la primera expresión de la obligación general del Estado de garantizar que la industria petrolera “no provoque daños a las personas, a la propiedad ni al medio ambiente”, obligando al Estado a realizar auditorías socio ambientales periódicas.<sup>266</sup> La legislatura ecuatoriana impuso progresivamente obligaciones ambientales a los operadores petroleros, tales como la modificación de la LH del año 1982, la cual dispuso la obligación de los operadores de cumplir con las leyes y regulaciones ambientales aplicables<sup>267</sup> y realizar estudios de impacto ambiental y preparar planes de gestión ambiental.<sup>268</sup> En el año 2002, se sancionó el Reglamento de Operaciones Hidrocarburíferas (“ROH”).<sup>269</sup> El ROH contiene reglas aplicables a todas las fases de las operaciones de hidrocarburíferas, exploración, perforación y explotación, así como un anexo con definiciones de términos.<sup>270</sup> El Artículo 7 prescribe que los operadores petroleros deben cumplir con las leyes y regulaciones aplicables relacionadas con la protección del medio ambiente.<sup>271</sup>

---

<sup>265</sup> Decreto Supremo N.º 1459, publicado en el Registro Oficial N.º 322 de fecha 1 de octubre de 1971 (**Anexo CA-CC-04**); Decreto Supremo N.º 2967, publicado en el Registro Oficial N.º 711 de fecha 15 de noviembre de 1978 (**Anexo CA-CC-07**). Véase, asimismo: Bedón IP1, Apéndice B 0008; Cronología de las Leyes y Reglamentos Ambientales de Ecuador, 1971-2008 (**Anexo CE-CC-269**).

<sup>266</sup> Ley de Hidrocarburos, Artículo 93(D) (**Anexo CA-CC-07**).

<sup>267</sup> *Id.*, Artículo 31(s) (**Anexo CA-CC-07**). El literal (s) fue modificado mediante la Ley N.º 101, publicada en el Registro Oficial N.º 306 de fecha 13 de agosto de 1982 (**Anexo CA-CC-08**).

<sup>268</sup> Ley de Hidrocarburos, Artículo 31(t) (**Anexo CA-CC-07**). El literal (t) fue modificado mediante la Ley N.º 101, publicada en el Registro Oficial N.º 306 de fecha 13 de agosto de 1982 (**Anexo CA-CC-08**). La Ley de Hidrocarburos fue modificada nuevamente en los años 1989 y 2010, véanse: Ley de Hidrocarburos, publicada en el Registro Oficial N.º 34 de fecha 13 de marzo de 2000 (**Anexo CL-218**); Ley de Hidrocarburos, publicada en el Registro Oficial N.º 244 de fecha 27 de julio de 2010 (**Anexo CL-217**).

<sup>269</sup> Reglamento de Operaciones Hidrocarburíferas (“ROH”), Acuerdo Ministerial N.º 389, publicado en el Registro Oficial N.º E 2 el día 26 de septiembre de 2002 (**Anexo EL-81**).

<sup>270</sup> *Ibid.* Véase, asimismo: 2º SMCC, nota 30.

<sup>271</sup> ROH, Artículo 7 (**Anexo EL-181**).

## 2.2. La Ley de Prevención y Control de la Contaminación Ambiental

161. En el año 1976, Ecuador adoptó la Ley de Prevención y Control de la Contaminación Ambiental, que por primera vez estableció normas para prevenir la contaminación del suelo, el agua y el aire. Sin embargo, no especificó parámetro alguno.<sup>272</sup>
162. En lo que concierne al agua, el Artículo 16 prohibía descargar “a las redes de alcantarillado, o en quebradas, acequias, ríos, lagos naturales o artificiales, o en las aguas marítimas, así como infiltrar en terrenos”, las aguas residuales que contengan contaminantes que sean nocivos para la salud humana, la fauna o a las propiedades.<sup>273</sup> Con relación a los suelos, el Artículo 20 prohibía descargar “cualquier tipo de contaminantes que puedan alterar la calidad del suelo y afectar a la salud humana, la flora, la fauna, los recursos naturales y otros bienes” sin sujetarse a las correspondientes normas técnicas y regulatorias.<sup>274</sup>

## 2.3. Las Constituciones de los años 1978 y 1998

163. La protección del medio ambiente fue consagrada en la constitución por primera vez en la Constitución de 1978.<sup>275</sup> El Artículo 19 de esta Constitución consagraba el derecho fundamental a vivir en un medio ambiente libre de contaminación, especificando que la protección ambiental requeriría leyes que restringieran el “ejercicio de determinados derechos o libertades”.<sup>276</sup> En el año 1996, una reforma

---

<sup>272</sup> Ley de Prevención y Control de la Contaminación Ambiental, Decreto Supremo N.º 374, publicada en el Registro Oficial N.º 97 de fecha 31 de mayo de 1976 (**Anexo CA-CC-06**), actualmente codificada y publicada en el Registro Oficial Suplemento N.º 418 de fecha 10 de septiembre de 2004 (**Anexo CA-CC-34**). Véase, asimismo: Bedón IP1, Apéndice B 0008.

<sup>273</sup> Ley de Prevención y Control de la Contaminación Ambiental, Artículo 16 (**Anexo CA-CC-06**). En el año 1989, Ecuador promulgó el Reglamento para la Prevención y Control de la Contaminación Ambiental, en lo Relativo al Recurso Agua, Acuerdo Ministerial N.º 2144 del Ministerio de Energía y Minas, publicado en el Registro Oficial N.º 204 de fecha 5 de junio de 1989 (**Anexo CE-CC-12**).

<sup>274</sup> Ley de Prevención y Control de la Contaminación Ambiental, Artículo 20 (**Anexo CA-CC-06**).

<sup>275</sup> Crespo IP, ¶ 13; Bedón IP1, ¶ 13.

<sup>276</sup> Constitución de 1978, codificada en el año 1984, y publicada en el Registro Oficial N.º 763 de fecha 12 de junio de 1984, Artículo 19(2) (**Anexo CA-CC-09**; **Crespo IP, Anexo 3**): “Sin perjuicio de otros derechos necesarios para el pleno desenvolvimiento moral y material que se deriva de la naturaleza de la persona, el Estado le garantiza: [...] 2. El derecho de vivir en un medio ambiente libre de contaminación. Es deber del Estado velar para que este derecho no sea afectado y tutelar la preservación de la naturaleza. La ley establecerá las restricciones al ejercicio de determinados derechos o libertades para proteger el medio ambiente”. El Artículo 50 disponía además poderes de policía que le permitían a las municipalidades hacer efectiva la protección ambiental: “Para hacer efectivo el derecho a la vivienda y a la conservación del medio ambiente, las municipalidades podrán expropiar, reservar y controlar áreas para el desarrollo futuro de conformidad con la ley”. Cabe observar que, en el año 1985, el Ministerio

constitucional instituyó el derecho colectivo a un medio ambiente saludable y declaró que lo siguiente era de interés público: (i) la protección del medio ambiente y la conservación de los ecosistemas y la biodiversidad, (ii) los principios de prevención y explotación sustentable de los recursos naturales, y (iii) el establecimiento de un sistema de áreas protegidas.<sup>277</sup>

164. La Constitución del año 1998 desarrolló aun más el régimen ambiental consagrando los principios de desarrollo sustentable, prevención, precaución, rehabilitación, y participación.<sup>278</sup> Además, el Artículo 91 dispuso la responsabilidad del Estado, incluida aquella de sus “delegatarios y concesionarios”, por los daños ambientales.<sup>279</sup>

#### 2.4. La Ley de Gestión Ambiental (LGA) del año 1999

165. En aras de implementar las disposiciones de la Constitución del año 1998, en el año 1999 Ecuador adoptó la LGA.<sup>280</sup> La LGA estableció los principios y directrices de la política ambiental de Ecuador, determinando las obligaciones, responsabilidades y niveles de participación de los sectores público y privado en la gestión ambiental e indicando “los límites permisibles, controles y sanciones” en esta materia.<sup>281</sup> Estableció el alcance y los principios de gestión ambiental, el régimen institucional subyacente a la gestión ambiental, los diversos instrumentos de gestión ambiental, los mecanismos financieros, así como las disposiciones sobre información y participación, y la protección de los derechos ambientales.
166. Con respecto a los instrumentos de gestión ambiental, la LGA dispuso la evaluación de impactos ambientales y controles ambientales. Por ejemplo, el Artículo 21 de la LGA dispone que se podrán otorgar licencias para actividades económicas si se

---

de Energía y Minas publicó un Instructivo para la Preparación de Informes y Estudios de Impacto Ambiental, Acuerdo Ministerial N.º 764 del Ministerio de Energía y Minas, publicado en el Registro Oficial N.º 330 de fecha 9 de diciembre de 1985 (**Anexo CA-CC-10**).

<sup>277</sup> Reforma de la Constitución Política de la República del Ecuador del año 1996, publicada en el Registro Oficial N.º 969 de fecha 17 de junio de 1996, Artículo 44 (**Anexo CA-CC-16**). Bedón IP1, ¶ 13.

<sup>278</sup> Constitución Política de 1998, publicada en el Registro Oficial N.º 1 de fecha 11 de agosto de 1998, Artículos 86 y 88 (**Anexo CA-CC-18**). Bedón IP1, ¶ 14.

<sup>279</sup> Constitución Política de 1998, Artículo 91 (**Anexo CA-CC-18**). Andrade IP, ¶ 54; Bedón IP1, ¶ 14.

<sup>280</sup> Ley de Gestión Ambiental, Ley N.º 37, publicada en el Registro Oficial N.º 245 de fecha 30 de julio de 1999, posteriormente codificada y publicada en el Registro Oficial N.º 418 de fecha 10 de septiembre de 2004 (**Anexo CA-CC-33**).

<sup>281</sup> *Id.*, Artículo 1.

elaboran sistemas de gestión ambiental, que deben incluir “estudios de base; evaluación del impacto ambiental; evaluación de riesgos; planes de manejo; planes de manejo de riesgo; sistemas de monitoreo; planes de contingencia y mitigación; auditorías ambientales y planes de abandono”.<sup>282</sup> La LGA define asimismo muchos términos relevantes, tales como contaminación, daño ambiental, e impacto ambiental.<sup>283</sup>

## 2.5. El Reglamento Ambiental para las Operaciones Hidrocarburíferas en el Ecuador (RAOHE)

167. En el año 1992, Ecuador promulgó el RAOHE,<sup>284</sup> que fue modificado en el año 1995<sup>285</sup> y sustituido en el año 2001 por una versión ampliada y actualizada.<sup>286</sup> El RAOHE contiene diversos capítulos y anexos que se aplican a todas las fases de las operaciones petroleras en Ecuador,<sup>287</sup> incluidas la prospección, exploración, explotación, industrialización, almacenamiento y transporte, y comercialización del crudo, sus derivados, y el gas natural susceptibles de ocasionar impactos ambientales.
168. El RAOHE exige que los operadores presenten de manera regular programas y auditorías ambientales al Ministerio pertinente,<sup>288</sup> a emprender monitoreos ambientales internos periódicos en relación con las emisiones a la atmósfera, las descargas sólidas y líquidas, así como la remediación de los suelos o piscinas

---

<sup>282</sup> *Id.*, Artículo 21.

<sup>283</sup> *Id.*, Glosario de definiciones. La “contaminación” se define en los siguientes términos: “Es la presencia en el ambiente de sustancias, elementos, energía o combinación de ellas, en concentraciones y permanencia superiores o inferiores a las establecidas en la legislación vigente”. El “daño ambiental” se define en los siguientes términos: “Es toda pérdida, disminución, detrimento o menoscabo significativo de las condiciones preexistentes en el medio ambiente o uno de sus componentes. Afecta al funcionamiento del ecosistema o a la renovabilidad de sus recursos”. El “impacto ambiental” se define en los siguientes términos: “Es la alteración positiva o negativa del medio ambiente, provocada directa o indirectamente por un proyecto o actividad en un área determinada”.

<sup>284</sup> Reglamento Ambiental para las Actividades Hidrocarburíferas en el Ecuador, Acuerdo N.º 621 del Ministro de Energía y Minas de fecha 21 de febrero de 1992, publicado en el Registro Oficial N.º 888 de fecha 6 de marzo de 1992 (**Anexo CA-CC-14**).

<sup>285</sup> Reglamento Ambiental para las Actividades Hidrocarburíferas en el Ecuador, Decreto Ejecutivo N.º 2982, publicado en el Registro Oficial N.º 766 de fecha 24 de agosto de 1995 (**Anexo CA-CC-15**).

<sup>286</sup> Reglamento Ambiental para las Actividades Hidrocarburíferas en el Ecuador, Decreto Ejecutivo N.º 1215, publicado en el Registro Oficial N.º 265 de fecha 13 de febrero de 2001 (**Anexo EL-174**). CMCC, ¶ 107.

<sup>287</sup> RAOHE, Artículo 1 (**Anexo EL-174**).

<sup>288</sup> Véase, por ejemplo: *Id.*, Artículo 10.

contaminadas.<sup>289</sup> Exige asimismo que los operadores presenten estudios de impacto ambiental con anterioridad al inicio de una nueva fase en las operaciones petroleras,<sup>290</sup> lo que incluye proporcionar planes de manejo y monitoreo ambiental para mitigar y controlar los impactos adversos.<sup>291</sup>

169. El Artículo 42 del RAOHE dispone asimismo que los operadores deben realizar auditorías ambientales bienales,<sup>292</sup> a fin de determinar si sus operaciones petroleras cumplen con los estándares ambientales aplicables, incluidos los planes de manejo y monitoreo ambiental.<sup>293</sup> El Artículo 42 reza de la siguiente manera:

ART. 42.– Auditoría Ambiental.– La Subsecretaría de Protección Ambiental por intermedio de la Dirección Nacional de Protección Ambiental auditará al menos cada dos años, o cuando por haberse detectado incumplimiento al Plan de Manejo Ambiental el Subsecretario de Protección Ambiental así lo disponga, los aspectos ambientales de las diferentes actividades hidrocarburíferas realizadas por los sujetos de control.

La Subsecretaría de Protección Ambiental a través de la Dirección Nacional de Protección Ambiental (DINAPA) determinará el tipo y alcance de la Auditoría Ambiental para las operaciones de los sujetos de control en base al cumplimiento del Plan de Manejo Ambiental.

Los sujetos de control realizarán al menos cada dos años una Auditoría Ambiental de sus actividades, previa aprobación de los correspondientes Términos de Referencia por la Subsecretaría de Protección Ambiental, y presentarán el respectivo informe de auditoría a la Subsecretaría de Protección Ambiental.

Adicionalmente, las partes a la finalización del contrato de exploración y explotación de hidrocarburos o en caso de cambio de operador realizarán la auditoría a que se refiere el artículo 11 del Reglamento a la Ley 44, reformativa a la Ley de Hidrocarburos.

Para el efecto de las auditorías antes mencionadas, los sujetos de control seleccionarán una auditora ambiental calificada por la Subsecretaría de Protección Ambiental para que realice el seguimiento y la verificación del cumplimiento del Plan de Manejo Ambiental, de conformidad con los Términos de Referencia previamente aprobados por la Subsecretaría de Protección Ambiental, en los cuales se determina el marco de documentos contra los cuales se realizará la auditoría.

---

<sup>289</sup> Véase, por ejemplo: *Id.*, Artículo 12.

<sup>290</sup> Véase, por ejemplo: *Id.*, Artículos 13, 33-41.

<sup>291</sup> *Id.*, Artículo 41, párrs. 7-8.

<sup>292</sup> *Id.*, Artículo 42.

<sup>293</sup> *Id.*, Artículo 43(b).

170. El Artículo 16 del RAOHE establece que el operador debe presentar, sujeto a aprobación de la Subsecretaría de Protección Ambiental, un plan de remediación en el caso de piscinas, suelos contaminados, y “accidentes mayores en los que se hayan derramado más de cinco barriles de crudo, combustible y otro producto”.<sup>294</sup> Dentro de los 15 días de finalizados los trabajos de remediación, el operador debe presentar un informe de evaluación técnica a la Subsecretaría de Protección Ambiental a través de la Dirección Nacional de Protección Ambiental.<sup>295</sup>
171. El RAOHE exige asimismo que los operadores cumplan con los límites permisibles, es decir, valores máximos referenciales establecidos en los anexos. Así, con respecto a las emisiones a la atmósfera, las descargas líquidas y los residuos sólidos, el Artículo 86 del RAOHE exige que los operadores cumplan con los límites permisibles establecidos en los Anexos N.º 1, 2 y 3, los cuales constituyen un “programa mínimo para el monitoreo ambiental interno” de la empresa operadora.<sup>296</sup> Si se supera un límite permisible establecido en los anexos, el operador debe notificar inmediatamente a la Subsecretaría de Protección Ambiental y explicar qué medidas correctivas se han aplicado.<sup>297</sup>
172. El Anexo 2 contiene seis tablas que detallan “parámetros, valores máximos referenciales y límites permisibles” para el monitoreo ambiental interno rutinario y control ambiental relacionados con las emisiones atmosféricas (Tabla 3), agua y descargas líquidas (Tabla 4), descargas de aguas negras y grises (Tabla 5), remediación de suelos (Tabla 6), lixiviados de las piscinas de lodo (Tabla 7), y vertido de residuos (Tabla 8). Por último, el Anexo 3 contiene parámetros adicionales referenciales y límites para el monitoreo y control ambiental de mayor profundidad.<sup>298</sup>
173. La Tabla 4 del RAOHE establece límites permisibles para el monitoreo permanente de las descargas de agua y efluentes durante todas las fases de las operaciones

---

<sup>294</sup> *Id.*, Artículo 16(2). Las Partes disienten respecto del alcance de la obligación de notificación. Ecuador afirmó que el Consorcio estaba obligado a informar cualquier derrame, no sólo aquellos que excedieren los cinco barriles de crudo. Según Ecuador, el Consorcio, en cualquier caso, no informó todos los derrames que excedieren el límite de cinco barriles. Por su parte, Burlington alegó haber informado todos los derrames que excedieren los cinco barriles de crudo, además de otros derrames menores. Ver, por ejemplo: Réplica, ¶¶ 44-52; R-EPA, ¶¶ 766-774; Dúplica, ¶¶ 290-298; C-EPA, ¶¶ 2, 7.

<sup>295</sup> RAOHE, Artículo 16(4) (**Anexo EL-174**).

<sup>296</sup> *Id.*, Artículo 86(1).

<sup>297</sup> *Id.*, Artículo 86(2).

<sup>298</sup> *Id.*, Artículo 86(a)-(c).

hidrocarburíferas. Exige que los operadores de campos petrolíferos monitoreen de manera rutinaria las descargas de conformidad con los límites para los puntos de descarga (Tabla 4a) y para puntos en los cuerpos receptores (Tabla 4b).<sup>299</sup>

174. La Tabla 6 del RAOHE establece límites permisibles para la identificación y remediación de suelos contaminados “en todas las fases de la industria hidrocarburífera”.<sup>300</sup> Especifica que “los límites permisibles a aplicarse en un proyecto determinado dependen del uso posterior a darse al suelo remediado”.<sup>301</sup> Como ya fue mencionado, la Tabla 6 hace una distinción entre tres clases de uso del suelo: industrial, agrícola y ecosistemas sensibles.<sup>302</sup> Los criterios de uso de suelos industriales son aplicables a los “sitios de uso industrial (construcciones, etc.)”; los criterios de uso de suelos agrícolas se concentran en la “protección de suelos y cultivos”; y los criterios de uso de suelos de ecosistemas sensibles se emplean para la “protección de ecosistemas sensibles tales como el Patrimonio Nacional de Áreas Naturales y otros identificados en el correspondiente Estudio Ambiental”.<sup>303</sup>
175. Los límites permisibles establecidos en la Tabla 6 del RAOHE, Anexo 2 son los siguientes:<sup>304</sup>

**RAOHE Tabla 6, Anexo 2**

Parámetro	Expresado en	Unidad <sup>1)</sup>	Uso agrícola <sup>2)</sup>	Uso industrial <sup>3)</sup>	Ecosistemas sensibles <sup>4)</sup>
Hidrocarburos totales	TPH	mg/kg	<2500	<4000	<1000
Hidrocarburos aromáticos policíclicos (HAPs)	C	mg/kg	<2	<5	<1
Cadmio	Cd	mg/kg	<2	<10	<1
Níquel	Ni	mg/kg	<50	<100	<40
Plomo	Pb	mg/kg	<100	<500	<80

176. La Tabla 6 contempla asimismo la posibilidad de aumentar el máximo de los límites permisibles cuando suelos no contaminados muestran concentraciones naturales,

<sup>299</sup> *Id.*, págs. 55-56, Anexo 2, Tabla 4.

<sup>300</sup> *Id.*, p. 57, Anexo 2, Tabla 6.

<sup>301</sup> *Ibid.*

<sup>302</sup> *Ibid.*

<sup>303</sup> *Id.*, notas 2-4.

<sup>304</sup> *Id.*, pág. 57, Anexo 2, Tabla 6.

en otras palabras, valores de fondo, por encima de los límites de la Tabla 6. En este caso, el RAOHE establece que deben prevalecer estos valores de fondo.

177. Según la Tabla 6, los suelos contaminados deben ser monitoreados al menos cada seis meses, con al menos una muestra y una caracterización final, una vez concluidos los trabajos de remediación.
178. La Tabla 7 del RAOHE detalla los límites permisibles para los lixiviados durante “la disposición final de lodos y ripios de perforación en superficie”.<sup>305</sup> Los límites varían dependiendo de si una piscina cuenta o no con un revestimiento (cuenta con una “impermeabilización de la base o no”).<sup>306</sup> La Tabla 7a es aplicable a las piscinas sin revestimiento y la Tabla 7b a las piscinas con revestimiento. La Tabla 7a contiene los siguientes límites permisibles:

**RAOHE Tabla 7a, Anexo 2**

a) SIN impermeabilización de la base			
Parámetro	Expresado en	Unidad	Valor límite permisible
Potencial hidrógeno	pH	---	6<pH<9
Conductividad eléctrica	CE	μS/cm	4,000
Hidrocarburos totales	TPH	mg/l	<1
Hidrocarburos aromáticos policíclicos (HAPs)	C	mg/l	<0.003
Cadmio	Cd	mg/l	<0.05
Cromo total	Cr	mg/l	<1.0
Vanadio	V	mg/l	<0.2
Bario	Ba	mg/l	<5

179. Y la Tabla 7b contiene los siguientes límites:

**RAOHE Tabla 7b, Anexo 2**

b) CON impermeabilización de la base			
Parámetro	Expresado en	Unidad	Valor límite permisible
Potencial hidrógeno	pH	---	4<pH<12
Conductividad eléctrica	CE	μS/cm	8,000
Hidrocarburos totales	TPH	mg/l	<50
Hidrocarburos aromáticos policíclicos (HAPs)	C	mg/l	<0.005
Cadmio	Cd	mg/l	<0.5
Cromo total	Cr	mg/l	<10.0
Vanadio	V	mg/l	<2
Bario	Ba	mg/l	<10

<sup>305</sup> *Id.*, pág. 58, Anexo 2, Tabla 7.

<sup>306</sup> *Ibid.*

180. La Tabla 7 del RAOHE indica asimismo que, además del análisis inicial de los lodos y ripios de perforación para disposición final, el operador debe emprender un muestreo y análisis periódico de la piscina (i) siete días después de la disposición, (ii) tres meses después de la disposición, y (iii) seis meses después de la disposición.<sup>307</sup>

## 2.6. Texto Unificado de Legislación Ambiental Secundaria (TULAS)

181. El TULAS fue promulgado el día 31 de marzo de 2003 en consecución de los principios establecidos en la LGA.<sup>308</sup> Trata, *inter alia*, de las autoridades ambientales, el manejo ambiental, el régimen forestal, la biodiversidad, los recursos costeros, la calidad ambiental, el régimen especial de las Galápagos, el Instituto para el Ecodesarrollo Regional Amazónico o ECORAE, y un régimen tributario especial para el uso de recursos bajo la autoridad del Ministerio del Ambiente.
182. Las disposiciones relevantes para el presente caso se encuentran en el Libro VI del TULAS, que consta de una serie de secciones y anexos. El TULAS establece un Sistema Único de Manejo Ambiental (el “SUMA”) para garantizar *inter alia* la supervisión por parte del Estado del cumplimiento de los planes de manejo ambiental de las entidades reguladas.<sup>309</sup> Uno de los objetivos principales del TULAS, en particular en el Título IV, consiste en proporcionar las regulaciones necesarias en consecución de la Ley de Gestión Ambiental para la Prevención y Control de Contaminación Ambiental.<sup>310</sup> El Artículo 42 del Título IV dispone que el TULAS procura “determinar, a nivel nacional, los límites permisibles para las descargas en cuerpos de aguas o sistemas de alcantarillado; emisiones al aire incluyendo ruido, vibraciones y otras formas de energía; vertidos, aplicación o disposición de líquidos, sólidos o combinación, en el suelo”, y “establecer los criterios de calidad de un recurso y criterios u objetivos de remediación para un recurso afectado”.<sup>311</sup>

---

<sup>307</sup> *Id.*, Anexo 2, Tabla 7.

<sup>308</sup> 2º SMCC, nota 30.

<sup>309</sup> TULAS, Libro VI, Título I, Artículo 2 (**Anexo EL-173 (ESP) 0204**). Véase, asimismo: Bedón IP1, Apéndice B, ¶ 5(b).

<sup>310</sup> Véase, por ejemplo: TULAS, Libro VI, Título I, Artículo 1 y Título IV (**Anexo EL-173 (ESP) 0204**). Véase, asimismo: Bedón IP1, Apéndice B, ¶ 5(c).

<sup>311</sup> TULAS, Libro VI, Título IV, Artículo 42 (**Anexo EL-173 (ESP) 0243**). El Artículo 42 reza lo siguiente:

“Art. 42.- *Objetivos Específicos*

183. El Artículo 45 del Título IV establece los principios generales de gestión ambiental de las entidades reguladas, tales como, sustentabilidad, equidad, consentimiento informado previo, representatividad validada, coordinación, precaución, prevención, mitigación y remediación de impactos negativos, solidaridad, corresponsabilidad, cooperación, reciclaje y reutilización de desechos, conservación de recursos en general, minimización de desechos, uso de tecnologías más limpias, tecnologías alternativas ambientalmente responsables y respeto a las culturas y prácticas tradicionales y posesiones ancestrales.<sup>312</sup>
184. El Capítulo IV del Título IV aborda las técnicas de control ambiental, tales como estudios de impacto ambiental, planes de manejo ambiental, auditorías ambientales, e inspecciones.<sup>313</sup> En este contexto, el Artículo 70 especifica que la aprobación de los planes de manejo ambiental y otros estudios ambientales no pueden exonerar a las empresas operadoras de responsabilidad por contaminación ambiental.<sup>314</sup> El Capítulo V establece los derechos y obligaciones de las entidades reguladas, tales como la obligación de presentar informes anuales sobre el monitoreo ambiental,<sup>315</sup> de obtener la aprobación de los planes de manejo ambiental y las auditorías ambientales,<sup>316</sup> de notificar inmediatamente las situaciones de emergencia,<sup>317</sup> y de obtener permisos para las descargas o emisiones.<sup>318</sup> Por último, el Capítulo VIII versa sobre las normas ambientales, incluidas las diversas etapas de elaboración de estándares en cumplimiento del Artículo 4 de la LGA.
185. Según Ecuador, el TULAS establece reglas generales para la evaluación de impactos ambientales de los recursos de agua y suelo “desde una perspectiva

---

*a) Determinar, a nivel nacional, los límites permisibles para las descargas en cuerpos de aguas o sistemas de alcantarillado; emisiones al aire incluyendo ruido, vibraciones y otras formas de energía; vertidos, aplicación o disposición de líquidos, sólidos o combinación, en el suelo.*

*b) Establecer los criterios de calidad de un recurso y criterios u objetivos de remediación para un recurso afectado”.*

<sup>312</sup> TULAS, Libro VI, Título IV, Artículo 45 (**Anexo EL-173 (ESP) 0244**).

<sup>313</sup> TULAS, Libro VI, Título IV, Capítulo IV, en particular, los Artículos 58-62 (**Anexo EL-173 (ESP) 0249-0250**).

<sup>314</sup> TULAS, Libro VI, Título IV, Artículo 70 (**Anexo EL-173 (ESP) 0252-0253**).

<sup>315</sup> *Id.*, Artículo 80 (**Anexo EL-173 (ESP) 0255-0256**).

<sup>316</sup> *Id.*, Artículo 82 (**Anexo EL-173 (ESP) 0256**).

<sup>317</sup> *Id.*, Artículo 87 (**Anexo EL-173 (ESP) 0257-0258**).

<sup>318</sup> *Id.*, Artículo 96 (**Anexo EL-173 (ESP) 0260**).

*técnica*".<sup>319</sup> Por lo tanto, el TULAS es complementario al RAOHE, en tanto proporciona parámetros químicos que no están presentes en el RAOHE y dispone asimismo la aplicación de valores de fondo.<sup>320</sup>

186. En cambio, según Burlington, el RAOHE constituye la fuente principal de obligaciones ambientales de los operadores petroleros en Ecuador, porque, a diferencia del TULAS que es más general, es aplicable de manera expresa y específica a las operaciones petroleras, y el TULAS meramente complementa al RAOHE. Burlington afirma que las normas en el RAOHE prevalecen sobre las regulaciones más generales comprendidas en el TULAS, excepto donde el RAOHE guarda silencio. Esto es así, por ejemplo, con respecto a algunos contaminantes del suelo que no se encuentran enumerados en el RAOHE Tabla 6, Anexo 2.<sup>321</sup>
187. Los Anexos del Libro VI del TULAS establecen los límites para diferentes medios ambientales.<sup>322</sup> A los fines presentes, particular relevancia revisten el Anexo 1 relacionado con la calidad de los recursos de agua y los estándares de descarga de efluentes, y el Anexo 2 relativo a los estándares de calidad del suelo y criterios de remediación.
188. Procediendo primero con la calidad del suelo, el Anexo 2, titulado "Norma de Calidad Ambiental del Recurso Suelo y Criterios de Remediación para Suelos Contaminados", establece las normas regulatorias al amparo de la LGA y del Reglamento a la LGA para la Prevención y Control de la Contaminación Ambiental. Su aplicación es obligatoria en todo el territorio ecuatoriano.<sup>323</sup> Su objetivo principal consiste en prevenir y controlar la contaminación del suelo, para preservar la integridad de las personas, de los ecosistemas y sus interrelaciones, y del medio ambiente en general.<sup>324</sup> A este fin, establece (i) normas de aplicación general para

---

<sup>319</sup> 2º SMCC, nota 30.

<sup>320</sup> *Id.*, ¶¶ 170-171.

<sup>321</sup> CMCC, ¶ 108; Bedón IP1, ¶ 31. El Profesor Bedón explicó que "*el TULAS es aplicable de manera general a todas aquellas actividades que puedan causar un impacto que requiera autorización ambiental. Las actividades que cuentan con una regulación específica debido a su objeto, como las de hidrocarburos, minería o telecomunicaciones, deben realizarse conforme a dicha regulación específica y recurrir a las regulaciones del TULAS sólo en ausencia de una regulación específica, en cuyo caso se aplicará el TULAS de manera complementaria*". Bedón IP1, Apéndice B, ¶ 5(a).

<sup>322</sup> TULAS, Libro VI, Anexos 1-6 (**Anexo EL-173 (ESP) 0312-0496**). Véase, asimismo: Bedón IP1, nota 26.

<sup>323</sup> TULAS, Libro VI, Anexo 2, Introducción (**Anexo EL-173 (ESP) 0367**).

<sup>324</sup> *Id.*, Artículo 1 (**Anexo EL-173 (ESP) 0367**).

suelos de distintos usos, (ii) criterios de calidad de un suelo, (iii) criterios de remediación para suelos contaminados, y (iv) normas técnicas para evaluación de la capacidad agrológica del suelo.<sup>325</sup>

189. El Artículo 4.1.2 versa sobre las actividades que degradan la calidad del suelo.<sup>326</sup> Dispone que las organizaciones públicas y privadas que se dediquen *inter alia* a la exploración y explotación de hidrocarburos deben adoptar las medidas necesarias para evitar el daño a los suelos.<sup>327</sup> El Artículo 4.1.3, relativo a los suelos contaminados, establece que la contaminación a causa de derrames o filtraciones debe remediarse considerando “los criterios de remediación de suelos contaminados que se encuentran en el [TULAS]”.<sup>328</sup> Prescribe que la autoridad regulatoria competente debe exigir la implementación de la remediación y monitoreo hasta lograr “los objetivos o valores de remediación” establecidos en el TULAS.<sup>329</sup> Afirma además que “[a]nte la inaplicabilidad para el caso específico de algún parámetro establecido en [el TULAS] o ante la ausencia en la norma de un parámetro relevante para el suelo bajo estudio”, la entidad regulada debe establecer los “valores de fondo o de referencia del parámetro de interés presente en el suelo” en el área impactada, para poder así comparar los valores presentes contra estos valores de fondo.<sup>330</sup> Esta disposición indica asimismo que una concentración mayor tres veces al valor de fondo para el suelo denota “contaminación que requiere atención inmediata” por parte de la entidad ambiental de control.<sup>331</sup> En estos casos, la entidad regulada debe remediar el suelo contaminado hasta que la concentración sea menor o igual a 1,5 veces el valor de fondo.<sup>332</sup>
190. El Artículo 4.2 establece los criterios de calidad de suelo y criterios de remediación. Define a los criterios de calidad de suelo como “valores de fondo aproximados o límites analíticos de detección para un contaminante en el suelo”.<sup>333</sup> Los valores de fondo se refieren a “a los niveles ambientales representativos para un contaminante

---

<sup>325</sup> *Id.*, Introducción (**Anexo EL-173 (ESP) 0367**).

<sup>326</sup> *Id.*, Artículo 4.1.2 (**Anexo EL-173 (ESP) 0380**).

<sup>327</sup> *Id.*, Artículo 4.1.2.1 (**Anexo EL-173 (ESP) 0380**).

<sup>328</sup> *Id.*, Artículo 4.1.3.1 (**Anexo EL-173 (ESP) 0381**).

<sup>329</sup> *Id.*, Artículo 4.1.3.2 (**Anexo EL-173 (ESP) 0381**).

<sup>330</sup> *Id.*, Artículo 4.1.3.3, párrafo 1 (**Anexo EL-173 (ESP) 0382**).

<sup>331</sup> *Ibid.*

<sup>332</sup> *Id.*, párrafo 2.

<sup>333</sup> *Id.*, Artículo 4.2.1 (**Anexo EL-173 (ESP) 0387**).

en el suelo”, que pueden reflejar las variaciones geológicas naturales de áreas no desarrolladas o libres de la influencia de actividades industriales o urbanas generalizadas.<sup>334</sup> La Tabla 2 establece criterios de calidad de suelo, que comprenden 3 parámetros generales (conductividad eléctrica, pH y porcentaje de absorción de sodio), 19 parámetros inorgánicos (incluido arsénico, bario, cadmio, cromo total, mercurio, níquel, plomo, vanadio y zinc), y 14 parámetros orgánicos (incluidos los hidrocarburos aromáticos policíclicos).<sup>335</sup> La tabla a continuación establece los parámetros relevantes:

**Extractos del TULAS, Libro VI, Anexo 2, Tabla 2**

<b>Substancia</b>	<b>Unidades (Concentración en Peso Seco)</b>	<b>Suelo</b>
<b>Parámetros Generales</b>		
Conductividad	mmhos/cm	2
pH		6 a 8
<b>Parámetros Inorgánicos</b>		
Arsénico	mg/kg	5
Bario	mg/kg	200
Cadmio	mg/kg	0,5
Cromo Total	mg/kg	20
Níquel	mg/kg	20
Plomo	mg/kg	25
Vanadio	mg/kg	25
<b>Parámetros Orgánicos</b>		
Hidrocarburos Aromáticos Policíclicos	mg/kg	0,1

191. En este contexto, el Artículo 2.38 del Anexo 2 define a los valores de fondo como las “las condiciones ambientales imperantes, antes de cualquier perturbación”; es decir, “las condiciones que hubieran predominado en ausencia de actividades antropogénicas, sólo con los procesos naturales en actividad”.<sup>336</sup>
192. El Artículo 4.2.2 define los criterios de remediación o restauración del suelo según el uso del suelo, distinguiendo usos agrícolas, comerciales, residenciales e industriales. Los criterios establecidos en la Tabla 3 pretenden determinar los

<sup>334</sup> *Ibid.* (**Anexo EL-173 (ESP) 0387-0388**).

<sup>335</sup> *Id.*, Tabla 2 (**Anexo EL-173 (ESP) 0388-0389**).

<sup>336</sup> *Id.*, Artículo 2,38 (**Anexo EL-173 (ESP) 0373**).

“niveles máximos de concentración de contaminantes de un suelo en proceso de remediación o restauración”.<sup>337</sup> Contiene los siguientes parámetros relevantes:

**Extractos del TULAS, Libro VI, Anexo 2, Tabla 3**

Substancia	Unidades	Uso de la Tierra			
		Agrícola	Residencial	Comercial	Industrial
<b>Parámetros Generales</b>					
Conductividad eléctrica	mmhos/cm	2	2	4	4
pH		6 a 8	6 a 8	6 a 8	6 a 8
<b>Parámetros Inorgánicos</b>					
Arsénico	mg/kg	12	15	15	15
Bario	mg/kg	750	500	2000	2000
Cadmio	mg/kg	2	5	10	10
Cromo Total	mg/kg	65	65	90	90
Níquel	mg/kg	50	100	100	100
Plomo	mg/kg	100	100	150	150
Vanadio	mg/kg	130	130	130	130
<b>Parámetros Orgánicos</b>					
Hidrocarburos Aromáticos Policíclicos	mg/kg	< 2		< 5	< 1

193. Pasando ahora a las aguas subterráneas, el Anexo 1 del Libro VI del TULAS determina (a) los límites permisibles para descargas en los cuerpos de agua o sistemas de alcantarillado, (b) criterios de calidad del agua según sus diversos usos, y (c) métodos y procedimientos para determinar la presencia de contaminantes en el agua.<sup>338</sup> Su objetivo es prevenir y controlar la contaminación del recurso agua, para preservar la integridad de las personas, de los ecosistemas y sus interrelaciones, y el ambiente en general.<sup>339</sup>
194. El Artículo 4.1.3 versa sobre los criterios de calidad para aguas subterráneas.<sup>340</sup> Estipula que cualquier alteración probada de la calidad de las aguas subterráneas activará la obligación de remediar las aguas subterráneas contaminadas y el suelo afectado.<sup>341</sup> La Tabla 5 establece los criterios de calidad para aguas subterráneas

<sup>337</sup> *Id.*, Artículo 4.2.2 (**Anexo EL-173 (ESP) 0389**).

<sup>338</sup> TULAS, Libro VI, Anexo 1, Introducción (**Anexo EL-173 (ESP) 0312**).

<sup>339</sup> *Id.*, Artículo 1 (**Anexo EL-173 (ESP) 0312**).

<sup>340</sup> *Id.*, Artículo 4.1.3 (**Anexo EL-173 (ESP) 0332**).

<sup>341</sup> *Id.*, Artículo 4.1.3.6 (**Anexo EL-173 (ESP) 0334**).

“considerando un suelo, con contenido de arcilla entre (0-25,0) % y de materia orgánica entre (0 - 10,0) %”.<sup>342</sup> Contiene los siguientes parámetros relevantes:

#### Extractos del TULAS, Libro VI, Anexo 1, Tabla 5

Parámetros	Expresados como	Unidad	Límite Permisible Máximo
Arsénico (total)	Como	µg/l	35
Bario	Ba	µg/l	338
Cadmio	Cd	µg/l	3,2
Cobalto	Co	µg/l	60
Cobre	Cu	µg/l	45
Cromo Total	Cr	µg/l	16
Molibdeno	Mo	µg/l	153
Mercurio (total)	Hg	µg/l	0,18
Níquel	Ni	µg/l	45
Plomo	Pb	µg/l	45
Zinc	Zn	µg/l	433
Total de Hidrocarburos de Petróleo		µg/l	325

#### 2.7. La Constitución de 2008

195. Ecuador ingresó en una nueva etapa de protección ambiental con la adopción de la Constitución de 2008. Más específicamente, la nueva Constitución le confiere derechos a la naturaleza (denominada *Pacha Mama* utilizando el término empleado en las culturas andinas tradicionales) y codifica los principios fundamentales de gestión ambiental. Declara que la eliminación de la pobreza y la promoción del desarrollo sustentable, así como la redistribución equitativa de los recursos y la riqueza constituyen obligaciones fundamentales del Estado.<sup>343</sup> Especifica asimismo que los principios y derechos constitucionales, incluidos aquellos relacionados con las cuestiones ambientales, son “inalienables, irrenunciables, indivisibles, interdependientes y de igual jerarquía”.<sup>344</sup>
196. Tratando en primer lugar los derechos de la naturaleza, el Tribunal observa que el Artículo 10 dispone que “[l]a naturaleza será sujeto de aquellos derechos que le

<sup>342</sup> *Id.*, Tabla 5 (**Anexo EL-173 (ESP) 0334-0337**).

<sup>343</sup> Constitución de la República del Ecuador, publicada en el Registro Oficial de fecha 20 de octubre de 2008, Artículo 3(5) (**Anexo C-413**).

<sup>344</sup> *Id.*, Artículo 11(6).

reconozca la Constitución”. Estos derechos son especificados posteriormente en los Artículos 71 a 74.

197. El Artículo 71 declara que “La naturaleza o Pacha Mama, donde se reproduce y realiza la vida, tiene derecho a que se respete integralmente su existencia y el mantenimiento y regeneración de sus ciclos vitales, estructura, funciones y procesos evolutivos”.
198. El Artículo 72 dispone además que “La naturaleza tiene derecho a la restauración” y que la obligación de esta restauración será independiente de la obligación de indemnizar a los individuos y colectivos que dependan de los sistemas naturales afectados.<sup>345</sup> La explotación de los recursos naturales no renovables que redunden en un “impacto ambiental grave o permanente” deberán estar sujetos a “los mecanismos más eficaces para alcanzar la restauración”, incluso mediante “medidas adecuadas para eliminar o mitigar las consecuencias ambientales nocivas”.<sup>346</sup>
199. El Artículo 73 exige que el Estado aplique “medidas de precaución y restricción para las actividades que puedan conducir a la extinción de especies, la destrucción de ecosistemas o la alteración permanente de los ciclos naturales”.<sup>347</sup>
200. Posteriormente, el Artículo 74 clasifica los derechos de la naturaleza al establecer que las personas, comunidades, pueblos y nacionalidades tendrán “derecho a beneficiarse del ambiente y de las riquezas naturales” que les permitan “el buen vivir”, en tanto especifica que los servicios ambientales no serán susceptibles de apropiación.<sup>348</sup>
201. Pasando a la protección ambiental en general, la Constitución declara de “interés público”, *inter alia*, la preservación del ambiente, la conservación de los ecosistemas, la biodiversidad, la prevención del daño ambiental y la recuperación de espacios naturales degradados.<sup>349</sup> La Constitución reconoce además “el derecho

---

<sup>345</sup> *Id.*, Artículo 72(1).

<sup>346</sup> *Id.*, Artículo 72(2).

<sup>347</sup> *Id.*, Artículo 73(1).

<sup>348</sup> *Id.*, Artículo 74 (“Las personas, comunidades, pueblos y nacionalidades tendrán derecho a beneficiarse del ambiente y de las riquezas naturales que les permitan *el buen vivir*. Los servicios ambientales no serán susceptibles de apropiación; su producción, prestación, uso y aprovechamiento serán regulados por el Estado”).

<sup>349</sup> *Id.*, Artículo 14(2).

de la población a vivir en un ambiente sano y ecológicamente equilibrado, que garantice la sostenibilidad y *el buen vivir, sumak kawsay*".<sup>350</sup> En este contexto, se convoca al Estado a promover el uso de tecnologías ambientalmente limpias y de energías alternativas no contaminantes y de bajo impacto, en tanto se prohíben determinadas sustancias nocivas, tales como contaminantes orgánicos persistentes altamente tóxicos o desechos tóxicos.<sup>351</sup>

202. La Constitución resalta asimismo el valor especial del ecosistema del Amazonas, al disponer que, además de las subdivisiones territoriales regulares, pueden establecerse sistemas especiales por motivos de conservación ambiental.<sup>352</sup> Con respecto a la región amazónica, el Artículo 250 insiste en la conservación de su ecosistema como parte del equilibrio ambiental del planeta:

"El territorio de las provincias amazónicas forma parte de un ecosistema necesario para el equilibrio ambiental del planeta. Este territorio constituirá una circunscripción territorial especial para la que existirá una planificación integral recogida en una ley que incluirá aspectos sociales, económicos, ambientales y culturales, con un ordenamiento territorial que garantice la conservación y protección de sus ecosistemas y el principio del *sumak kawsay*".<sup>353</sup>

203. Para implementar estos objetivos, el Artículo 259 exige que el Estado adopte políticas de desarrollo sustentable:

"Con la finalidad de precautelar la biodiversidad del ecosistema amazónico, el Estado central y los gobiernos autónomos descentralizados adoptarán políticas de desarrollo sustentable que, adicionalmente, compensen las inequidades de su desarrollo y consoliden la soberanía".<sup>354</sup>

204. En relación con los aspectos económicos de protección ambiental, la Constitución le reserva al Estado facultades para administrar, regular, monitorear y gestionar los sectores estratégicos,<sup>355</sup> tales como la industria hidrocarburífera,<sup>356</sup> de conformidad

---

<sup>350</sup> *Id.*, Artículo 14(1). El *Sistema del Buen Vivir*, se amplía aún más en el Título VII, Artículos 340 a 415, que se enfocan en la inclusión y equidad por una parte (Capítulo I), y la biodiversidad y los recursos naturales por la otra (Capítulo II).

<sup>351</sup> *Id.*, Artículo 15.

<sup>352</sup> *Id.*, Artículo 242(1).

<sup>353</sup> *Id.*, Artículo 250.

<sup>354</sup> *Id.*, Artículo 259.

<sup>355</sup> Los sectores estratégicos se encuentran bajo "el control exclusivo del Estado", y son definidos como aquellos sectores "que por su trascendencia y magnitud tienen decisiva influencia económica, social, política o ambiental, y deberán orientarse al pleno desarrollo de los derechos y al interés social". *Id.*, Artículo 313(2).

con “los principios de sostenibilidad ambiental, precaución, prevención y eficiencia”.<sup>357</sup> Sólo en ocasiones excepcionales el Estado podrá delegar a empresas privadas la gestión de los recursos estratégicos, incluido el uso sustentable de los recursos naturales.<sup>358</sup>

205. Los recursos naturales no renovables son declarados como parte del “patrimonio inalienable e imprescriptible del Estado”.<sup>359</sup> Su gestión debe tener en cuenta la “responsabilidad intergeneracional” y “la conservación de la naturaleza”, así como el objetivo de “minimizar los impactos negativos de carácter ambiental, cultural, social y económico”.<sup>360</sup> El agua, como “elemento vital para la naturaleza y para la existencia de los seres humanos”, forma parte del “patrimonio nacional estratégico de uso público”, que es patrimonio “inalienable” e imprescriptible del Estado.<sup>361</sup>
206. De particular relevancia a los presentes fines es el Capítulo II del Título VII, el cual trata la biodiversidad y la gestión de los recursos naturales como parte del llamado *Sistema del Buen Vivir*. Aborda los principios ambientales fundamentales,<sup>362</sup> la conservación de la biodiversidad,<sup>363</sup> el patrimonio natural y ecosistemas,<sup>364</sup> los recursos naturales,<sup>365</sup> los suelos,<sup>366</sup> el agua,<sup>367</sup> y la biosfera, la ecología urbana y energías alternativas.<sup>368</sup>
207. Dentro del Capítulo II, el Artículo 395 establece principios ambientales fundamentales, tales como el desarrollo sustentable, con base en un modelo “ambientalmente equilibrado y respetuoso de la diversidad cultural, que conserve la

---

<sup>356</sup> Se consideran sectores estratégicos “la energía en todas sus formas, las telecomunicaciones, los recursos naturales no renovables, el transporte y la refinación de hidrocarburos, la biodiversidad y el patrimonio genético, el espectro radioeléctrico, el agua, y los demás que determine la ley”. *Id.*, Artículo 313(3).

<sup>357</sup> *Id.*, Artículo 313(1).

<sup>358</sup> *Id.*, Artículo 316(2).

<sup>359</sup> *Id.*, Artículo 317, 1<sup>ra</sup> oración.

<sup>360</sup> *Id.*, Artículo 317, 2<sup>da</sup> oración.

<sup>361</sup> *Id.*, Artículo 318(1).

<sup>362</sup> *Id.*, Artículos 395-399.

<sup>363</sup> *Id.*, Artículos 400-403.

<sup>364</sup> *Id.*, Artículos 404-407.

<sup>365</sup> *Id.*, Artículo 408.

<sup>366</sup> *Id.*, Artículos 409-410.

<sup>367</sup> *Id.*, Artículos 411-412.

<sup>368</sup> *Id.*, Artículos 413-415.

biodiversidad y la capacidad de regeneración natural de los ecosistemas, y asegure la satisfacción de las necesidades de las generaciones presentes y futuras”,<sup>369</sup> la integración,<sup>370</sup> y la participación pública.<sup>371</sup> El Artículo 395(4) contiene el principio *in dubio pro natura* en los siguientes términos:

“En caso de duda sobre el alcance de las disposiciones legales en materia ambiental, éstas se aplicarán en el sentido más favorable a la protección de la naturaleza”.

208. El Artículo 396 posteriormente aborda los riesgos y consecuencias de los impactos ambientales inducidos por el hombre. Habiendo articulado los principios de prevención y precaución,<sup>372</sup> dispone en el párrafo 2 que la responsabilidad objetiva rige el daño ambiental y que debe lograrse la restauración integral de los ecosistemas además de indemnizar a las personas y a las comunidades afectadas:

“La responsabilidad por daños ambientales es objetiva. Todo daño al ambiente, además de las sanciones correspondientes, implicará también la obligación de restaurar integralmente los ecosistemas e indemnizar a las personas y comunidades afectadas”.<sup>373</sup>

209. El tercer párrafo del Artículo 396 impone entonces en todos los actores económicos la obligación de prevenir los impactos ambientales, y mitigar y reparar los “daños que ha causado” al medio ambiente:

“Cada uno de los actores de los procesos de producción, distribución, comercialización y uso de bienes o servicios asumirá la responsabilidad directa de prevenir cualquier impacto ambiental, de mitigar y reparar los daños que ha causado, y de mantener un sistema de control ambiental permanente”.<sup>374</sup>

210. Por último, el cuarto párrafo del Artículo 396 dispone la imprescriptibilidad de las reclamaciones ambientales en los siguientes términos:

---

<sup>369</sup> *Id.*, Artículo 395(1).

<sup>370</sup> *Id.*, Artículo 395(2) (“Las políticas de gestión ambiental se aplicarán de manera transversal y serán de obligatorio cumplimiento por parte del Estado en todos sus niveles y por todas las personas naturales o jurídicas en el territorio nacional”).

<sup>371</sup> *Id.*, Artículo 395(3) (“El Estado garantizará la participación activa y permanente de las personas, comunidades, pueblos y nacionalidades afectadas, en la planificación, ejecución y control de toda actividad que genere impactos ambientales”).

<sup>372</sup> *Id.*, Artículo 396(1) (“El Estado adoptará las políticas y medidas oportunas que eviten los impactos ambientales negativos, cuando exista certidumbre de daño. En caso de duda sobre el impacto ambiental de alguna acción u omisión, aunque no exista evidencia científica del daño, el Estado adoptará medidas protectoras eficaces y oportunas”).

<sup>373</sup> *Id.*, Artículo 396(2).

<sup>374</sup> *Id.*, Artículo 396(3).

“Las acciones legales para perseguir y sancionar por daños ambientales serán imprescriptibles”.<sup>375</sup>

211. En caso de daño ambiental, el Artículo 397 dispone que el “Estado actuará de manera inmediata y subsidiaria para garantizar la salud y la restauración de los ecosistemas”. Esa disposición específica, asimismo, que, además de las sanciones, “el operador de la actividad que produjera el daño” debe procurar “la reparación integral, en las condiciones y con los procedimientos que la ley establezca”.
212. En este contexto, el derecho (individual y colectivo) a vivir en un ambiente ecológicamente equilibrado se encuentra asegurado por una garantía de acceso a la justicia, determinando “la tutela efectiva en materia ambiental”.<sup>376</sup> Esto implica entre otras cosas que al operador de la actividad impugnada le corresponde la carga de probar la “inexistencia de daño potencial o real”.<sup>377</sup>
213. En esta sección del Capítulo II lidiando con los principios fundamentales, el Estado promete “la intangibilidad de las áreas naturales protegidas, de tal forma que se garantice la conservación de la biodiversidad y el mantenimiento de las funciones ecológicas de los ecosistemas”.<sup>378</sup> Por último, el Artículo 399 articula un sistema nacional descentralizado de gestión ambiental, con un control global sobre el ambiente y la naturaleza.<sup>379</sup>
214. Entre las demás disposiciones del Capítulo II que pueden ser relevantes para la resolución de esta controversia, el Tribunal observa, en la Sección III: el Artículo 404 en virtud del cual, los ecosistemas<sup>380</sup> deben gestionarse “de acuerdo al ordenamiento territorial y una zonificación ecológica, de acuerdo con la ley”; el Artículo 405 haciendo referencia al “sistema nacional de áreas protegidas”, el cual sirve para garantizar la conservación de la biodiversidad y el “mantenimiento de las funciones ecológicas”; el Artículo 406 ordenando que el Estado regule “los

---

<sup>375</sup> *Id.*, Artículo 396(4).

<sup>376</sup> *Id.*, Artículo 397(1), 1ra oración.

<sup>377</sup> *Id.*, Artículo 397(1), 2<sup>da</sup> oración.

<sup>378</sup> *Id.*, Artículo 397(4), 1ra oración.

<sup>379</sup> *Id.*, Artículo 399. Esta disposición reza lo siguiente: “El ejercicio integral de la tutela estatal sobre el ambiente y la corresponsabilidad de la ciudadanía en su preservación, se articulará a través de un sistema nacional descentralizado de gestión ambiental, que tendrá a su cargo la defensoría del ambiente y la naturaleza”.

<sup>380</sup> El Artículo 404 define el patrimonio natural del Ecuador “único e invaluable” que comprende “las formaciones físicas, biológicas y geológicas cuyo valor desde el punto de vista ambiental, científico, cultural o paisajístico exige su protección, conservación, recuperación y promoción”. *Id.*, Artículo 404, 1ra oración.

ecosistemas frágiles y amenazados”, tales como “los páramos, humedales, bosques nublados, bosques tropicales secos y húmedos y manglares, ecosistemas marinos y marinos-costeros”; y el Artículo 407 prohibiendo las industrias extractivas de recursos no renovables en las áreas protegidas y en “zonas declaradas como intangibles”, sujetas a excepciones limitadas.

215. En lo que resta del Capítulo II, el Tribunal hace alusión al contenido de las siguientes reglas: La Sección IV, la cual trata con los recursos naturales no renovables como parte de la “propiedad inalienable, imprescriptible e inembargable del Estado”,<sup>381</sup> cuya producción debe ser “en estricto cumplimiento de los principios ambientales establecidos en la Constitución”;<sup>382</sup> la conservación del suelo como cuestión de “interés público y prioridad nacional”;<sup>383</sup> el Estado debe regular los recursos hídricos y el equilibrio de los ecosistemas,<sup>384</sup> mitigar el cambio climático, limitar las emisiones de gases de efecto invernadero, la deforestación y la contaminación atmosférica, así como conservar “los bosques y vegetación”.<sup>385</sup>
216. El anterior resumen demuestra que la protección ambiental constituye uno de los pilares fundamentales de la Constitución de 2008 y que la gestión ambiental ha adoptado una nueva dimensión en la sociedad ecuatoriana, donde la Naturaleza (o *Pacha Mama*) es en sí misma la titular de los derechos constitucionales.

## 2.8. Los CP

217. Aunque su reclamación no es de naturaleza contractual, Ecuador ha invocado los CP para reforzar su afirmación de que Burlington es responsable de las condiciones ambientales halladas en los Bloques 7 y 21.
218. En virtud de los CP del Bloque 7 y del Bloque 21, la Contratista acordó cumplir con “todas las leyes, reglamentos y otras disposiciones” de Ecuador que sean aplicables a los contratos.<sup>386</sup> El Consorcio prestó asimismo su consentimiento a una

---

<sup>381</sup> *Id.*, Artículo 408(1).

<sup>382</sup> *Id.*, Artículo 408(1).

<sup>383</sup> *Id.*, Artículo 409(1).

<sup>384</sup> *Id.*, Artículos 411-412.

<sup>385</sup> *Id.*, Artículo 414.

<sup>386</sup> La Cláusula 5.1.18 del CP del Bloque 7 reza lo siguiente: “Sin perjuicio de las demás obligaciones contenidas en este Contrato, la Contratista se obliga a: [...] Cumplir y exigir a los subcontratistas el cumplimiento de todas las leyes, reglamentos y otras disposiciones aplicables a este Contrato en la República del Ecuador” (**Anexo C-1; Anexo CE-CC-28**). De manera similar, la Cláusula 5.1.17 del CP del Bloque 21 dispone que la Contratista deberá

serie de requisitos de información, tales como mantener a Petroecuador informada de las actividades desarrolladas en virtud de los contratos, incluso mediante la presentación de planes de manejo ambiental;<sup>387</sup> la realización de estudios de impacto ambiental de conformidad con el RAOHE;<sup>388</sup> el suministro al Ministerio de Energía y Minas y a Petroecuador de copias de información ambiental relacionada con las actividades del Consorcio;<sup>389</sup> y la realización de auditorías socio-ambientales periódicas “a fin de precautelar, en la medida de lo posible, que las operaciones de la Contratista se realicen respetando a los asentamientos humanos y al medio ambiente”.<sup>390</sup>

219. En virtud de la Cláusula 5.1.20 del CP del Bloque 7, la Contratista acordó “[p]reservar el equilibrio ecológico existente en el Área del Contrato” de conformidad

---

“cumplir las leyes, reglamentos y cualquiera otras disposiciones aplicables en la República del Ecuador” (**Anexo C-2; Anexo CE-CC-13**).

<sup>387</sup> Cláusula 5.1.8 del CP del Bloque 21 (**Anexo C-2; Anexo CE-CC-13**).

<sup>388</sup> Cláusula 5.1.4 del CP del Bloque 7 (**Anexo C-1; Anexo CE-CC-28**). En virtud de la Cláusula 5.1.11 del CP del Bloque 7, la Contratista acordó proporcionar al Ministerio de Energía y Minas estos estudios de impacto ambiental y cualquier documentación respaldatoria. En virtud de la Cláusula 5.1.20.3 del CP del Bloque 7, la Contratista confirmó que “hasta la Fecha de Vigencia” del contrato, había completado los estudios de impacto ambiental exigidos, y que habían sido presentados y aprobados por el Subsecretario del Ambiente. La Cláusula 5.1.20.4 del CP del Bloque 7 establece que todo estudio ambiental adicional que se exigiera para actividades adicionales en los campos petrolíferos ha de ser presentado de conformidad con el RAOHE. La Cláusula 3.3.12 define los estudios de impacto ambiental de la siguiente manera: “Estudio de Impacto Ambiental (EIA): Es el documento mediante el cual la Contratista da a conocer los riesgos y efectos potenciales positivos y negativos, que podrían ser ocasionados en la naturaleza y en las organizaciones sociales, causados por operaciones hidrocarburíferas o de otra índole ajena a los ecosistemas, y las medidas que se tomarán para prevenir, controlar, y mitigar los riesgos y efectos negativos, así como las acciones necesarias para rehabilitar áreas afectadas”. La Cláusula 5.1.20.4 explica en detalle el contenido de los estudios ambientales, que incluyen (i) un estudio de inventario y diagnóstico (línea base) para determinar la situación ambiental y el nivel de contaminación en el Área del Contrato, incluida una descripción de los recursos naturales, en particular, bosques, flora y fauna; (ii) una descripción y evaluación técnica de los efectos directos e indirectos previsibles en el ambiente físico, biótico y social, a corto plazo y a largo plazo; (iii) un plan de gestión ambiental detallado, destinado a evitar las excedencias de los niveles máximos tolerables; y (iv) el plan de abandono para el área. En tanto el CP del Bloque 21 fue celebrado con anterioridad a cualquier operación petrolera, ese contrato está redactado en términos diferentes, indicando que la exploración debía ser emprendida dentro de los 6 meses de la denominada “fecha efectiva”, que se define en la Cláusula 3.3.15 como la “fecha de la aprobación por parte del Ministerio del Ramo del Estudio de Impacto Ambiental para la fase de prospección sísmica del bloque veintiuno” (**Anexo C-2; Anexo CE-CC-13**).

<sup>389</sup> Cláusula 5.1.10 del CP del Bloque 7 (**Anexo C-1; Anexo CE-CC-28**). Compárese con: Cláusula 5.1.9 del CP del Bloque 21 (**Anexo C-2; Anexo CE-CC-13**).

<sup>390</sup> Cláusula 5.1.20.6 del CP del Bloque 7 (**Anexo C-1; Anexo CE-CC-28**). Compárese con: Cláusula 5.1.18 del CP del Bloque 21 (**Anexo C-2; Anexo CE-CC-13**).

con los estándares pertinentes y los estudios de impacto ambiental.<sup>391</sup> La Contratista aceptó asimismo “[t]omarlas medidas necesarias para la conservación y seguridad de la vida y la propiedad; y, para preservar el medio ambiente durante la vigencia de este Contrato”.<sup>392</sup> Para lograr estos objetivos, la Contratista se comprometió asimismo a emplear “personal calificado, equipos, maquinarias, materiales, procedimientos operacionales y en general tecnologías que cumplan con los estándares de protección al medio ambiente y prácticas utilizadas en la industria hidrocarburífera internacional, sin perjuicio del cumplimiento de la normatividad existente en el país”.<sup>393</sup>

220. Los CP del Bloque 7 y del Bloque 21 abordaron asimismo la cuestión de la remediación y limpieza posteriores a las operaciones, en particular al disponer que la Contratista no sería responsable de las condiciones ambientales preexistentes (anteriores al Contrato de Prestación de Servicios para el Bloque 7 y el Contrato de Participación para el Bloque 21), ni de las condiciones ambientales resultantes de las operaciones posteriores al vencimiento de los CP. La Cláusula 5.1.20.10 del CP del Bloque 7 reza lo siguiente:

“Responsabilizarse por la limpieza y revegetación del área con especies similares a las que originalmente se encontraban en el lugar, a fin de permitir, con el transcurso del tiempo, su potencial retorno a condiciones similares a las del inicio de las operaciones, asú como por el abandono de los pozos e instalaciones de los que las Contratista haya sido responsable como efecto del a ejecución de este Contrato. Dicha limpieza, revegetación y retorno a condiciones similares y abandono se realizarán conforme al Reglamento Ambiental para las Operaciones Hidrocarburíferas y al Estudio de Impacto Ambiental. La Contratista no será responsable por las condiciones ambientales preexistentes al inicio de las operaciones del Contrato de Prestación de Servicios. En los casos en que las autoridades competentes ordenen la remediación del medio ambiente en el Área del Contrato, debido a condiciones

---

<sup>391</sup> Cláusula 5.1.20 del CP del Bloque 7 (**Anexo C-1; Anexo CE-CC-28**). Esa misma disposición agrega que la Subsecretaría de Protección Ambiental “podrá solicitar la realización de estudios complementarios a” los estudios de impacto ambiental ya existentes.

<sup>392</sup> Cláusula 5.1.20.8 del CP del Bloque 7 (**Anexo C-1; Anexo CE-CC-28**). La Cláusula 5.1.19 del CP del Bloque 21 reza lo siguiente: “Tomar todas las medidas necesarias para la conservación y seguridad de la vida as vida, la propiedad, y para la preservación del medio ambiente, mientras realiza las operaciones. Sin embargo, la Contratista no será responsable de las afectaciones al ecosistema, ocasionados por terceros dentro del Área del Contrato” (**Anexo C-2; Anexo CE-CC-13**).

<sup>393</sup> Cláusula 5.1.20.9 del CP del Bloque 7 (**Anexo C-1; Anexo CE-CC-28**). La Cláusula 5.1.7 del CP del Bloque 21 está redactada de manera diferente: “Emplear personal, equipos, maquinarias, materiales y tecnología de acuerdo con las mejores normas y prácticas generalmente aceptadas en la industria hidrocarburífera internacional” (**Anexo C-2; Anexo CE-CC-13**).

preexistentes, los costos y contratación serán responsabilidad del a Contratista. La Contratista tampoco será responsable por aquellas condiciones ambientales consecuencia de las operaciones que PETROECUADOR o terceros ejecuten luego de que la Contratista haya devuelto el Área del Contrato”.

221. De manera similar, la Cláusula 5.1.20 del CP del Bloque 21 reza lo siguiente:

“Efectuar la limpieza, revegetación y abandono de los pozos no productivos e instalaciones que la Contratista haya sido responsable como efecto de este Contrato. Dichas actividades se realizarán conforme a la legislación vigente en el Ecuador al momento de producirse la limpieza, revegetación u abandono y a lo contemplado en el Estudio de Impacto Ambiental.

La Contratista no será responsable por las condiciones ambientales preexistentes al inicio de las operaciones del Contrato.

En los casos en que las autoridades competentes, ordenen a la Contratista la mitigación del medio ambiente en el Área del Contrato debido a condiciones preexistentes, los costos que se incurran en la ejecución de tales actividades, serán responsabilidad del Estado Ecuatoriano.

La Contratista tampoco será responsable por aquellas condiciones ambientales consecuencia de las operaciones que PETROECUADOR o terceros ejecuten luego de que la Contratista haya devuelto el Área del Contrato”.<sup>394</sup>

222. Por último, en el contexto de la caducidad de los Contratos, los CP especifican que el Consorcio debía emprender una “auditoría integral ambiental” dos años antes de la finalización del CP. La Cláusula 5.1.20.7 del CP del Bloque 7, por ejemplo, reza lo siguiente:

“Contratar, dos (2) años antes de la finalización de este Contrato, una auditoría integral ambiental del Área del Contrato tomando como referencia Estudios de Impacto Ambiental y, la que deberá estar concluida no mas allá de seis (6) meses antes de la terminación de este Contrato. El costo de ejecución de esta última auditoría será sufragado por las Partes en porciones iguales (50/50). Dicha auditoría será ejecutada por la persona jurídica que sea asignada de mutuo acuerdo entre las Partes, por escrito y de acuerdo con la legislación ecuatoriana sobre la materia. Las personas jurídicas que realicen estos estudios y auditorías, deberán estar previamente calificadas por el Ministerio del Ramo, a través de la Subsecretaría de Medio Ambiente”.<sup>395</sup>

---

<sup>394</sup> Cláusula 5.1.20 del CP del Bloque 21 (**Anexo C-1; Anexo CE-CC-13**).

<sup>395</sup> Cláusula 5.1.20.7 del CP del Bloque 7 (**Anexo C-1; Anexo CE-CC-28**). Compárese con: Cláusula 5.5.5 del CP del Bloque 21 (**Anexo C-2; Anexo CE-CC-13**).

### 3. Condiciones de responsabilidad

223. El Tribunal comenzará por analizar el régimen de responsabilidad aplicable a las actividades peligrosas, tales como las operaciones petroleras, en Ecuador (3.1). Posteriormente tratará la prescripción (3.2) y la responsabilidad por los operadores consecutivos (3.3).

#### 3.1. El régimen de responsabilidad para las operaciones hidrocarburíferas en Ecuador

224. El Tribunal debe pronunciarse sobre la posible responsabilidad civil extracontractual de Burlington, en contraposición con la responsabilidad contractual bajo los CP. Por lo tanto, analizará el régimen de responsabilidad civil extracontractual por el daño ambiental tal como surge de la Constitución de 2008 (3.1.1) y tal como existía anteriormente (3.1.2), para luego arribar a las conclusiones necesarias para el presente caso en cuestión.

##### 3.1.1. El régimen de responsabilidad objetiva en virtud de la Constitución de 2008

225. Las Partes coinciden, y con razón, en que la Constitución de 2008 establece la responsabilidad objetiva por el daño ambiental.<sup>396</sup> La Constitución establece asimismo las siguientes normas del régimen de responsabilidad objetiva: (i) la carga de la prueba de la inexistencia de daño recae sobre el operador;<sup>397</sup> (ii) el operador sólo es responsable por el daño que ocasionare;<sup>398</sup> y las reclamaciones en materia ambiental son imprescriptibles.<sup>399</sup>

226. El régimen constitucional ha sido aclarado en la jurisprudencia. Específicamente, la carga de la prueba del daño ambiental fue abordada en *Los Vencedores*, una decisión que trató una reclamación contra Perenco por la contaminación del suelo en el Bloque 7 que ocurrió con posterioridad a la entrada en vigor de la Constitución

---

<sup>396</sup> Artículo 396(2): “La responsabilidad por daños ambientales es objetiva. Todo daño al ambiente, además de las sanciones correspondientes, implicará también la obligación de restaurar integralmente los ecosistemas e indemnizar a las personas y comunidades afectadas” (**Anexo C-413**).

<sup>397</sup> Artículo 397(1), 2<sup>da</sup> oración: “La carga de la prueba sobre la inexistencia de daño potencial o real recaerá sobre el gestor de la actividad o el demandado” (**Anexo C-413**).

<sup>398</sup> Artículo 396(3): “Cada uno de los actores de los procesos de producción, distribución, comercialización y uso de bienes o servicios asumirá la responsabilidad directa de prevenir cualquier impacto ambiental, de mitigar y reparar los daños que ha causado, y de mantener un sistema de control ambiental permanente” (**Anexo C-413**).

<sup>399</sup> Artículo 396(4): “Las acciones legales para perseguir y sancionar por daños ambientales serán imprescriptibles” (**Anexo C-413**).

de 2008.<sup>400</sup> La Corte sostuvo que la carga de probar el daño había sido revertida por el Artículo 397(1) de la Constitución de 2008, el cual dispone que “[l]a carga de la prueba sobre la inexistencia de daño potencial o real recaerá sobre el gestor de la actividad o el demandado”. La interpretación del Tribunal es que la parte actora aún tiene la carga de evidenciar un daño plausiblemente relacionado con las actividades de la demandada, y que la demandada luego tiene la carga de probar su ausencia.

227. Aplicada al presente caso, la regla comprendida en el Artículo 397(1) significa que una vez que Ecuador haya dado muestra de la existencia de daño ambiental razonablemente relacionado con las actividades riesgosas del Consorcio, por ejemplo, mediante el ejercicio de muestreo del IEMS, le corresponde entonces a Burlington la carga de demostrar que no existe daño alguno o, en el supuesto de que existiere daño, establecer cuáles son sus límites.
228. Las Cortes ecuatorianas han sostenido asimismo que la culpa no constituye un requisito de la responsabilidad objetiva. La Corte Nacional de Justicia explicó que la responsabilidad civil objetiva es el equivalente de la “responsabilidad por riesgos” o la “responsabilidad de hechos no culposos” que se activa “con independencia del dolo o culpa de la persona”.<sup>401</sup> La Corte agregó que la obligación de reparar el daño ambiental se basa en el hecho que el daño causado se sustenta “en su imputabilidad material a determinada actividad, no en la existencia de una culpa”.<sup>402</sup>
229. Aplicado al presente caso, la ausencia de un requisito de culpa implica que Burlington no puede evitar la responsabilidad planteando que actuó de manera diligente.
230. Otro elemento de la responsabilidad objetiva abordado por las cortes es el requisito de causalidad. En virtud del régimen de responsabilidad objetiva, se presume la causalidad. En *Aguinda*, la Corte Nacional de Justicia hizo referencia a la decisión en *Delfina Torres*, donde se sostuvo que, en virtud de la responsabilidad objetiva, el

---

<sup>400</sup> *Irma A. Imbaquingo y otros c. Perenco Ecuador Limited*, Corte Provincial de Justicia de Orellana, Ecuador, 17 de septiembre de 2013, ¶¶ 5.2, 5.7, 6.7 (**Anexo CA-CC-57**).

<sup>401</sup> *Aguinda c. Chevron*, págs. 211-212 (**Anexo EL-233**).

<sup>402</sup> *Ibid.* La Corte Nacional de Justicia citó asimismo la Resolución N.º 378-1999 (Tercera Sala, R.O. N.º 23, 23 II del 2000) donde se establece: “El principio de que todo daño debe ser reparado da lugar al replanteamiento del derecho de la responsabilidad, en su integridad. En él se inscribe la responsabilidad objetiva, en el cual no hace falta el nexo de la culpa entre el hecho dañoso y la víctima, ya que puede ser suficiente la producción del daño [...]”. *Id.*, págs. 115-116 (**Anexo EL-233**).

operador sólo podría escapar de la responsabilidad demostrando que el daño fue causado por un hecho fortuito, un tercero o la víctima.<sup>403</sup>

231. La presunción de causalidad bajo el régimen constitucional es adicionalmente sustanciada por el Informe Final del Comité 5 sobre Recursos Naturales y Biodiversidad de la Asamblea Constituyente que preparó la Constitución de 2008. Este informe explica que la inversión de la carga de probar el daño obedece a la necesidad de establecer una “presunción de inocencia” a favor del medio ambiente,<sup>404</sup> que, a la vez, implica una inversión de la carga de probar el nexo causal entre el acto y el daño.

“Se debe establecer la presunción de inocencia a favor del ambiente. Desde esta perspectiva se debe revertir la carga de la prueba en contra del demandado [...], es decir romper con el antiguo principio de que se presume la inocencia hasta que no se demuestre lo contrario pues en materia ambiental la responsabilidad objetiva sería la excepción. El demandante no estaría obligado a probar el nexo causal lo que recaería en el demandado. Esto eliminaría una barrera a la justicia ambiental como es el costo de la prueba y la exigencia técnica de probar el daño ambiental [...]”<sup>405</sup>

232. A los fines presentes, esta decisión significa que Burlington puede quedar exento de responsabilidad si prueba que el daño fue ocasionado por fuerza mayor, por un tercero, o por Ecuador, y en particular, por Petroamazonas, con posterioridad a la toma de posesión de los Bloques.<sup>406</sup> Burlington acepta que el régimen de responsabilidad objetiva establecido bajo la Constitución de 2008 implica “modificaciones de la carga de la prueba en materia de causalidad”. Sin embargo, insiste en que Ecuador necesita primero probar que el daño existió “según las operaciones al consorcio”, después de lo cual, Burlington podría demostrar que el daño fue causado por fuerza mayor, por la víctima, o por un tercero.<sup>407</sup> Aunque el Tribunal retomará la cuestión de la responsabilidad civil extracontractual consecutiva, está en desacuerdo con la posición de Burlington de que Ecuador

---

<sup>403</sup> *Id.*, pág. 210, en referencia a: *Delfina Torres c. Petroecuador*, pág. 28 (**Anexo EL-160**).

<sup>404</sup> Asamblea Constituyente de Ecuador, *Informe Final del Comité 5 sobre Recursos Naturales y Biodiversidad*, 2008, pág. 17 (**Crespo IP, Anexo 9**).

<sup>405</sup> *Ibid.*

<sup>406</sup> *Aguinda c. Chevron*, pág. 210 (**Anexo EL-233**).

<sup>407</sup> “En un régimen de responsabilidad objetiva es típico que haya modificaciones de la carga de la prueba en materia de causalidad. Si pensamos en la Constitución de 2008 con su responsabilidad objetiva, si la demandante concluye que existió un cierto tipo de daño según las operaciones al consorcio, el consorcio entonces como demandada debe indicar que alguien, un tercero, causó ese daño; alguien hizo un sabotaje, por ejemplo, del pozo, algo de esa naturaleza”. Tr. (Día 1) (ESP), 215:8-18 (Alegato de Apertura, Coriell).

debe probar que el daño fue causado durante el período de operaciones del Consorcio. En efecto, no se requiere la prueba de la causalidad. La causalidad se presume, lo que resulta en que la responsabilidad se genere del simple ejercicio de una actividad riesgosa y de la ocurrencia de un daño que se encuentre plausiblemente vinculado a esa actividad en lo que se refiere al tipo y ubicación del daño.

233. El régimen constitucional recién descrito carece de efecto retroactivo. En efecto, el Artículo 7 del Código Civil reafirma el principio general de que las leyes no tienen efecto retroactivo.<sup>408</sup> Es cierto que la decisión en *Baquerizo* sostuvo que las normas de orden público se aplican de forma retroactiva.<sup>409</sup> Sin embargo, la protección ambiental no constituye una cuestión de orden público bajo la Constitución de 2008. Se trata simplemente de una cuestión de interés público. El interés público, el cual se encuentra el Artículo 14 de la Constitución, no puede ser equiparado con el orden público; esta última noción siendo más restrictiva que aquella. En consecuencia, no hay lugar para la aplicación retroactiva de reglas en materia de protección ambiental, tales como la imprescriptibilidad de las reclamaciones en virtud del Artículo 396(4).

### 3.1.2. El régimen de responsabilidad para operaciones hidrocarburíferas anterior a la Constitución de 2008

234. Al no ser aplicable de manera retroactiva el régimen de responsabilidad objetiva de la Constitución de 2008, el Tribunal debe evaluar las normas rigiendo la responsabilidad por operaciones hidrocarburíferas anteriores a la Constitución de 2008.
235. Las Partes están en desacuerdo respecto de si dichas normas prevén la responsabilidad subjetiva u objetiva. Burlington argumenta en favor de la primera, con la consecuencia de que Ecuador debe probar tanto la existencia de daño ambiental como que el daño fue causado por la falta de diligencia del Consorcio, es decir, por su culpa. En otras palabras, para Burlington, Ecuador debe probar el daño, la culpa y la causalidad. Por su parte, Ecuador alega que las actividades del Consorcio siempre estuvieron sujetas a la responsabilidad objetiva, o al menos desde la decisión de la Corte Suprema ecuatoriana en *Delfina Torres* en el año

---

<sup>408</sup> Artículo 7 CC establece lo siguiente: “La ley no dispone sino para lo venidero: no tiene efecto retroactivo” (**Anexo CA-CC-38**).

<sup>409</sup> *Baquerizo G. C. Ltda. c. Shulton Inc.*, Corte Suprema de Justicia, Tercera Sala de lo Civil y Mercantil publicada en la Gaceta Judicial N.º 12, 25 de septiembre de 2003 (**Anexo CA-CC-29**).

2002. En consecuencia, afirma Ecuador, Burlington sólo puede ser exonerado si establece que el daño fue ocasionado por fuerza mayor, por un tercero o por la víctima.<sup>410</sup> No sería suficiente una muestra de diligencia, o ausencia de culpa.

236. Con anterioridad a la entrada en vigor de la Constitución de 2008, la responsabilidad civil extracontractual se encontraba regida por el Código Civil. Aunque la responsabilidad se basaba en la culpabilidad, el Código Civil preveía asimismo un estándar de responsabilidad objetiva aplicable a situaciones particulares.<sup>411</sup> Además, los tribunales ecuatorianos, en especial la Corte Suprema en el caso *Delfina Torres*, habían extendido la responsabilidad objetiva a actividades peligrosas tales como las operaciones petroleras con base en la teoría de riesgo.<sup>412</sup> En *Delfina Torres*, la Corte Suprema de Justicia dispuso los fundamentos jurídicos para la responsabilidad basada en el riesgo en los siguientes términos:

“El mundo actual y el que se aproxima con su extraordinaria y progresiva acumulación de riesgos exige una mayor defensa de los valores del hombre, creados por una técnica que si bien por un lado facilita todo, por otro lado atenta contra todo. La multiplicidad de contingencias reales de peligros y riesgos que actualmente se advierten desdibujados por la insatisfacción y al margen de toda idea resarcitoria, llevó a una lenta evolución de elementos y conocimientos que facilitaron a los sistemas jurídicos más avanzados a ingresar a regímenes de socialización de riesgos conducentes a que la víctima del riesgo no quede desamparada. Esto dio origen a la teoría del riesgo, según la cual quien utiliza y aprovecha cualquier clase de medios que le brindan beneficios, genera a través de ellos riesgos sociales, y por tal circunstancia debe asumir la responsabilidad por los daños que con ellos ocasiona [...] Para el reconocimiento de la responsabilidad civil extracontractual no se requiere que haya culpa o dolo, basta que los daños sean consecuencia directa del acontecimiento que los ha originado. Es la responsabilidad meramente objetiva”.<sup>413</sup>

---

<sup>410</sup> R-EPA, ¶ 5; Crespo IP, ¶ 37.

<sup>411</sup> En su parte relevante, el Artículo 2229 (con anterioridad al año 2005, Artículo 2256) del CC reza lo siguiente: “Están especialmente obligados a esta reparación: [...] 3. El que remueve las losas de una acequia o cañería en calle o camino, sin las precauciones necesarias para que no caigan los que por allí transitan de día o de noche; [...] 4. El que, obligado a la construcción o reparación de un acueducto o puente que atraviesa un camino, lo tiene en estado de causar daño a los que transitan por él” (**Anexo CA-CC-38**).

<sup>412</sup> *Delfina Torres c. Petroecuador* (**Anexo EL-160**).

<sup>413</sup> *Id.*, pp. 27-28, ¶ 20.

237. Posteriormente, la Corte Suprema de Justicia identificó los elementos de la responsabilidad objetiva al mostrar que le corresponde al presunto causante de la infracción extracontractual probar que no ocasionó el daño:

“De ahí la necesidad de estatuir un nuevo tipo de responsabilidad para esta clase de daños, eliminando el criterio de culpa mediante una responsabilidad de pleno derecho o estableciendo una presunción absoluta de la misma. El dueño de la explotación o industria debe responder directamente de los daños que tengan su causa en la mencionada industria o explotación, de suerte que sólo puede exonerarse de responsabilidad si demuestra que el daño no tuvo su causa en la explotación, sino en un hecho extraño (fuerza mayor, culpa de un tercero o de la propia víctima)”.<sup>414</sup>

238. Consecuentemente, los siguientes elementos son característicos del régimen de responsabilidad objetiva por daño ambiental bajo la legislación ecuatoriana, según fue establecido en *Delfina Torres*:

- (i) la parte actora debe probar el daño relacionado con las actividades de la demandada;
- (ii) no es necesaria la culpa; y
- (iii) se presume la causalidad, exonerándose a la demandada si prueba que el daño fue causado por fuerza mayor, por la víctima o por un tercero.

239. La Corte Suprema de Justicia sostuvo asimismo en *Medardo Luna* que la culpa no es necesaria para la responsabilidad objetiva.<sup>415</sup> En el contexto del Código Aeronáutico, la corte en *Medardo Luna* sostuvo que resultaba irrelevante si la compañía cumplió con las regulaciones aplicables y si el piloto actuó con cuidado.<sup>416</sup>

240. El Tribunal observa que los peritos de las Partes están en desacuerdo respecto de si la culpa no constituye un requisito de la responsabilidad objetiva del todo, o si permanece como un requisito pero que se presume. En otras palabras, están en

---

<sup>414</sup> *Id.*, pp. 28-29, ¶ 20.

<sup>415</sup> *Medardo Luna c. AECA*, Corte Suprema de Justicia, 20 de septiembre de 2004, pág. 4, ¶ 3 (**Anexo CA-CC-32**): “En la responsabilidad objetiva, mientras tanto, al individuo señalado como responsable se le impone la obligación de indemnizar a la víctima, independientemente de la previsión o intención que aquel haya podido tener del daño resultante del accidente. En otras palabras, ya no será únicamente responsable quien obró con malicia, negligencia o impericia, sino también el individuo que creó la actividad peligrosa o utilizó el bien riesgoso”.

<sup>416</sup> *Id.*, pág 5, ¶ 4, dónde se establece lo siguiente: “es incuestionable que dicha empresa incurrió en responsabilidad civil extracontractual; sin que tenga relevancia determinar si dicha empresa cumplió o no las normas reglamentarias para la seguridad del vuelo, o si el piloto tomó o no las precauciones señaladas para el caso”.

desacuerdo sobre si existe una presunción de culpa refutable (Burlington) o irrefutable (Ecuador). El perito de la Demandada, el Profesor Andrade, habla de una presunción irrefutable (“presunción de culpabilidad absoluta”).<sup>417</sup> mientras que el perito de la Demandante, el Profesor Bedón, considera que se trata de una presunción *iuris tantum*, que es refutable.<sup>418</sup> El análisis de las decisiones en *Delfina Torres y Medardo Luna* recién referidas muestran que no puede refutarse la presunción de culpa mediante la demostración de que se han tomado todas las precauciones. Sólo una demostración de fuerza mayor, un acto de un tercero o de la víctima, puede exonerar a la demandada.<sup>419</sup>

241. Incluso si el Tribunal adoptara la posición de que el régimen de responsabilidad objetiva anterior al año 2008 implica una presunción de culpa refutable, cualquier excedencia de los valores del RAOHE o del TULAS frustraría un argumento de debida diligencia. Además, los incumplimientos identificados por el perito de Ecuador, RPS, por ejemplo, en relación con las auditorías bienales,<sup>420</sup> así como las declaraciones del Sr. Saltos, uno de los testigos de Burlington, sobre diversas prácticas del Consorcio (descargas, piscinas de lodo, derrames), producirían el mismo resultado.
242. Más específicamente, RPS analizó el historial de cumplimiento del Consorcio en materia ambiental e identificó los siguientes incumplimientos durante la operatoria del Consorcio: (i) no haber llevado a cabo las auditorías ambientales bienales en el año 2004 en violación del Artículo 42 del RAOHE y el Artículo 61 del Libro VI del TULAS; (ii) la falta de documentos ambientales claves, tales como planes de manejo ambiental y licencias ambientales; (iii) irregularidades en la gestión de ripsos de perforación y piscinas de lodo, tales como excedencias en los límites permisibles máximos de lixiviados en las piscinas sin revestimiento; (iv) excedencias en los límites permisibles máximos para aguas residuales, así como la calidad del suelo; (v) incumplimientos adicionales, tales como manejo de desechos y químicos, o no haber respetado un “*área ecológica sumamente sensible*” en el Bloque 21; y (vi)

---

<sup>417</sup> Andrade IP, ¶ 58.

<sup>418</sup> Bedón IP1, ¶ 75.

<sup>419</sup> Véase, en particular: “De ahí la necesidad de estatuir un nuevo tipo de responsabilidad para esta clase de daños, *eliminando el criterio de culpa mediante una responsabilidad de pleno derecho o estableciendo una presunción absoluta de la misma*” (énfasis agregado). *Delfina Torres c. Petroecuador*, p. 28, ¶ 20 (**Anexo EL-160**).

<sup>420</sup> RPS IP2, Sección 6.

pasivos ambientales asociados con las operaciones del campo Payamino que redundaron en la contaminación fuera del sitio y que afectaron a terceros.<sup>421</sup>

243. Estas instancias rebaten la afirmación de Burlington de que el Consorcio cumplió con la totalidad de los requisitos regulatorios.<sup>422</sup> Es asimismo preocupante que el Consorcio estuviera operando los campos Coca-Payamino, Jaguar, Mono y Gacela sin una licencia ambiental adecuada<sup>423</sup> y estuviera basándose en un estudio de impacto ambiental obsoleto para el Campo Coca-Payamino.<sup>424</sup> Y aunque el Consorcio pretendió minimizar el hecho de no haber presentado la auditoría ambiental bienal en el año 2004, el Subsecretario de Protección Ambiental sostuvo que esta omisión constituía una violación grave del RAOHE.<sup>425</sup> En este contexto general, el Tribunal observa además que Burlington no incorporó al expediente estudios de línea base o estudios de debida diligencia interna generados al comienzo de las operaciones, que permitieran evaluar la condición ambiental de los Bloques al inicio de las operaciones, así como los pasivos ambientales preexistentes.<sup>426</sup>
244. La declaración testimonial del Sr. Saltos reveló asimismo varias instancias de negligencia del Consorcio. Por ejemplo, el Sr. Saltos mencionó que el agua de producción era descargada en los bancos de arena del Río Napo en el sitio Oso 4, para filtrar estas descargas antes de que alcanzaran el cuerpo de agua.<sup>427</sup> El

---

<sup>421</sup> RPS IP2, págs. 85-103.

<sup>422</sup> CMCC, ¶ 140. Véase, asimismo: Saltos DT1, ¶ 112.

<sup>423</sup> RPS IP2, Sección 6.2.2, pág. 89.

<sup>424</sup> *Id.*, Sección 6.2.3, págs. 89-90.

<sup>425</sup> *Id.*, Sección 6.2.1, pág. 88.

<sup>426</sup> El Artículo 41, Sección 6(5) del RAOHE reza: “En las zonas intervenidas, es preciso que la Línea Base incluya un análisis de impactos previos ocasionados por otras actividades”. El Artículo 41, Sección 6(6) reza en su parte relevante: “La elección de técnicas de evaluación y valoración estará sujeta a criterio de quien realiza el estudio, sin embargo, se cuidará que: - Analicen la situación ambiental previa (Línea Base) en comparación con las transformaciones del ambiente derivadas de las actividades hidrocarburíferas ejecutadas”. Véanse, asimismo: Artículos 13(2), 51, 55 y 87(a) del RAOHE (**Anexo EL-174**). El Artículo 2.37 del TULAS define a la Línea Base de la siguiente manera: “Denota el estado de un sistema en un momento en particular, antes de un cambio posterior. Se define también como las condiciones en el momento de la investigación dentro de un área que puede estar influenciada por actividades industriales o humanas”. En tanto la línea base alude a condiciones ambientales preexistentes en un sistema alterado, la línea de fondo alude a las condiciones ambientales imperantes “antes de cualquier perturbación”, es decir, “las condiciones que hubieran predominado en ausencia de actividades antropogénicas, sólo con los procesos naturales en actividad”. Véanse: TULAS, Libro VI, Anexo 2, Artículos 2.37-2.38 (**Anexo EL-173 (ESP) 0373**).

<sup>427</sup> Reporte de taponamiento de piscinas de Oso 4-5, noviembre 2004, pág. 5 (**Anexo E-467**) (“El agua fue transportada hasta la playa de la mina de lastre para que dicha playa sirva de campo de infiltración y evitar la descarga directa al río). El Señor Saltos dio el siguiente testimonio: “Sí,

Sr. Saltos declaró además que el Consorcio utilizaba piscinas de lodo auxiliares, así como una piscina de reacondicionamiento del pozo en el Área 2MT en Payamino 1/CPF, que se encuentra ubicado debajo de la CPF cercana al Río Añango.<sup>428</sup> El Sr. Saltos admitió también que, durante los reacondicionamientos del pozo, el Consorcio movía los lodos de perforación de un sitio a otro con piscinas abiertas, eventualmente incluso reabriendo piscinas selladas para introducir suelos recién contaminados.<sup>429</sup> Además, tal como lo muestra el ejemplo de las piscinas auxiliares, el Consorcio también utilizó piscinas que no fueron reportadas a las autoridades, obligando así a los peritos de Ecuador a descubrir piscinas de lodo no reportadas como resultado de sus campañas de muestreo (véase, por ejemplo, Payamino 1/CPF; Payamino 16).<sup>430</sup> El Sr. Saltos confirmó asimismo que el colapso de la piscina en Cónдор Norte debido a un derrumbe en el año 2006 no fue remediado hasta que el Consorcio dejó los Bloques en el año 2009.<sup>431</sup>

245. Con respecto a los derrames, las pruebas proporcionadas por el Sr. Solís de Petroamazonas muestran que la lista de derrames del Sr. Saltos durante la operatoria del Consorcio es incompleta, demostrando además que el Consorcio no informó todos los derrames a las autoridades. El Sr. Saltos confirmó que en Jaguar 1, por ejemplo, el derrame del año 2005 en el Área 3T se dejó sin informar, y peor aún, se dejó sin remediar habiéndose colocado una capa de suelo limpio de 30cm sobre el área impactada, que no se encuentra a más de 8 metros de distancia de un cuerpo de agua en estrecha cercanía de viviendas y una escuela.<sup>432</sup> El Sr. Saltos también declaró en Coca CPF durante la Visita del Sitio que, aunque se discontinuó y remedió la negligencia de operadores anteriores de descargar agua de producción dentro del drenaje que conduce al pantano Chalá, continuó la filtración

---

a lo que yo me refería específicamente es que nosotros no mezclábamos el agua para reducir la excedencia y luego lanzarla al río, como usted decía. En este caso específico aquí, de lo que dice aquí mismo, dice: “Se descargó en la playa”. La playa sirve como filtro para el agua. Probablemente por eso fue que se hizo esto aquí. Pero realmente era porque la playa favorecía esa condición”. Tr. (Día 4) (ESP), 1431:10-18 (Contrainterrogatorio, Saltos). Véanse, asimismo: Saltos DT2, ¶ 26; Saltos DT2, ¶ 29. Esta práctica fue empleada, asimismo, por ejemplo, en: Coca 18, Payamino 24.

<sup>428</sup> Tr. (Día 4) (ESP), 1286:4-22 (Contrainterrogatorio, Saltos).

<sup>429</sup> Por ejemplo, el Sr. Saltos admitió que la piscina de Payamino 16 fue reabierto para depositar lodos de perforación de otras plataformas. Esta piscina no fue reportada y no fue cubierta en forma correcta. Tr. (Día 4) (ESP), 1407:16-17 y 1408:4-1409:2 (Contrainterrogatorio, Saltos).

<sup>430</sup> Tr. (Día 4) (ESP), 1286:4-22; 1284:9-1420:20 (Contrainterrogatorio, Saltos) (Payamino 1/CPF); Tr. (Día 4) (ESP), 1407:16-17 y 1408:4-1409:2 (Contrainterrogatorio, Saltos) (Payamino 16).

<sup>431</sup> Saltos DT2, ¶ 37; Tr. (Día 4) (ESP), 1415:9-11 (Contrainterrogatorio, Saltos).

<sup>432</sup> Tr. (Día 4) (ESP), 1307:2-1309:5; 1315:20-1316:1 (Contrainterrogatorio, Saltos).

de petróleo durante la operatoria del Consorcio sin que este último emprendiera la remediación adecuada.<sup>433</sup>

246. Aunque el Tribunal acepta la afirmación del Sr. Saltos de que el riesgo de derrames siempre está presente en operaciones petroleras “*por más cautelosa que sea la operadora*”, al Tribunal le resulta mucho más difícil aceptar su afirmación de que el Consorcio contaba con un “*sistema robusto de prevención de derrames*”.<sup>434</sup> El Tribunal se encuentra aun menos inclinado a aceptar los intentos del Sr. Saltos de minimizar la importancia de determinados derrames, que ha calificado como “casi derrames” o “liqueos”,<sup>435</sup> ya que la acumulación en el tiempo aun de cantidades ínfimas de ciertos contaminantes puede, en determinadas circunstancias, conducir a un daño ambiental significativo si no se remedia. Por último, aunque el Sr. Saltos tiene razón en argumentar que la descarga de efluentes en un río no estaba prohibida antes de la entrada en vigor del TULAS el día 31 de marzo de 2003,<sup>436</sup> esta práctica no avala la afirmación de Burlington de que el Consorcio era un operador responsable.
247. Para concluir, el Tribunal arriba a la conclusión de que en la legislación ecuatoriana la responsabilidad objetiva rigió las instancias de daño ambiental, a más tardar, desde que se dictó la decisión de *Delfina Torres* en el año 2002.<sup>437</sup>

---

<sup>433</sup> Saltos DT1, ¶¶ 290, 294, 297; Tr. Visita del Sitio (Día 2) (ESP), 255:13-256:1 (Tribunal, Saltos en Coca CPF). “Lastimosamente, después seguía descargando agua desde el API, y, eventualmente, esta agua traía trazas de hidrocarburo, que caían al pantano. Y, lógicamente, seguían yendo por el pantano hasta llegar donde Chalá. Y esa parte, como es más baja, y no puede pasar directamente al otro lado de la vía, se sedimentaba y se fue acumulando contaminación allá. Cuando vivía Chalá, nosotros tratamos de arreglar con Chalá, tratamos con él, justamente, de hacer un proyecto de remediar. Lastimosamente llegó el 2009 y ya no pudimos ejecutar. Así fue”.

<sup>434</sup> Saltos DT1, ¶ 102. Nota del Tribunal: La versión en español sólo se refiere a la existencia de un “sistema de prevención de derrames” sin añadir “robusto”, como la versión en inglés.

<sup>435</sup> El Sr. Saltos afirmó en la parte relevante: “Los derrames que yo he visto aquí que les llaman derrames, en realidad no son derrames, son liqueos, son unas pequeñas fugas, son cosas que no tienen ninguna importancia en cuanto a volumen. Aunque lo ideal hubiera sido que no se produzca derrame ni siquiera de una gota de crudo. Sin embargo, pues ocurren. La operación es llevada a cabo por personal, por personas y estamos siempre susceptibles de cometer errores”. Tr. (Día 4) (ESP), 1272: 9-20 (Contrainterrogatorio, Saltos).

<sup>436</sup> Saltos DT2, ¶ 26.

<sup>437</sup> La Corte Suprema sostuvo que: “Nosotros coincidimos plenamente con esta posición, y ésta es la razón por la cual la adoptamos como sustento del presente fallo, en vista de que la producción, industria, transporte y operación de sustancias Hidrocarbúricas constituyen, a no dudarlo, actividades de alto riesgo o peligrosidad”. *Delfina Torres c. Petroecuador*, ¶ 20 (**Anexo EL-160**).

248. El Tribunal es consciente de que el tribunal en *Perenco* sostuvo que la responsabilidad basada en la culpabilidad rigió las reclamaciones de Ecuador por daño ambiental anteriores a la Constitución de 2008. Aunque el Tribunal está de acuerdo con la conclusión en *Perenco* de que “un operador, en general, puede ser sometido únicamente a los estándares jurídicos que se aplicaban a su conducta en ese momento”,<sup>438</sup> tiene dificultad en seguir la opinión del tribunal en *Perenco* de que las decisiones de los tribunales ecuatorianos simplemente “han reforzado las presunciones a favor de una atribución de responsabilidad en el caso de daños causados por actividades peligrosas”.<sup>439</sup> En efecto, encuentra que estas cortes han establecido un régimen de responsabilidad objetiva para las actividades peligrosas, en particular las operaciones petroleras.
249. Además, no se controvierte que Burlington pueda ser considerada responsable por el daño causado por su socia en el Consorcio, Perenco, quien operó los Bloques durante la tenencia del Consorcio.<sup>440</sup> Es una cuestión diferente si puede considerarse a Burlington responsable por el daño causado por operadores anteriores como reclama Ecuador y a lo que Burlington se opone, a lo que el Tribunal volverá después de haber tratado el período de prescripción.<sup>441</sup>

### 3.2. Prescripción

250. Burlington afirma que la mayor parte de las reclamaciones de Ecuador se encuentran prescriptas en virtud de la prescripción de cuatro años del Artículo 2235 del Código Civil,<sup>442</sup> que comienza a contar desde la fecha de perpetración del presunto acto dañoso.<sup>443</sup> Para Burlington, Ecuador se equivoca al querer importar la denominada “regla de descubrimiento” al sistema jurídico ecuatoriano, o al argumentar que la norma de imprescriptibilidad de la Constitución de 2008 podría

---

<sup>438</sup> *Perenco c. Ecuador*, ¶ 357.

<sup>439</sup> *Id.*, nota 881.

<sup>440</sup> CMCC, ¶ 228 (“Independientemente de si la responsabilidad objetiva o la responsabilidad basada en la culpabilidad rigen esta controversia, Burlington y Perenco sólo pueden considerarse responsables por los daños que hayan causado”) (énfasis en el original). Véanse, asimismo: Bedón IP1, ¶ 69. El Artículo 2217 del CC estipula lo siguiente: “Si un delito o cuasidelito ha sido cometido por dos o más personas, cada una de ellas será solidariamente responsable de todo perjuicio procedente del mismo delito o cuasidelito, salvo las excepciones de los Arts. 2223 y 2228” (**Anexo CA-CC-38**).

<sup>441</sup> Dúplica, ¶¶ 268-279.

<sup>442</sup> CMCC, ¶¶ 488-487; Dúplica, ¶¶ 319-334; C-EPA, ¶¶ 72-74.

<sup>443</sup> CMCC, ¶ 489; Dúplica, ¶ 319.

aplicarse de manera retroactiva.<sup>444</sup> En consecuencia, Burlington afirma que las reclamaciones surgidas de incidentes anteriores al día 18 de enero de 2007 se encuentran prescritas y son inadmisibles.<sup>445</sup>

251. Ecuador se opone al argumento de Burlington principalmente en razón de que el Artículo 2235 del Código Civil solamente rige la responsabilidad basada en la culpabilidad.<sup>446</sup> Las reclamaciones por responsabilidad objetiva se encuentran sujetos a la limitación establecida en el Artículo 396(4) de la Constitución de 2008, tal como como fue reconocido reconociera durante la Audiencia por el perito de la Demandante, el Profesor Bedón.<sup>447</sup> Aun si fuese aplicable el Artículo 2235 del Código Civil, afirma Ecuador, el período comenzaría a contar cuando se descubre el daño, lo cual ocurre después de que el Consorcio abandonó los Bloques en julio de 2009.<sup>448</sup> Ecuador agrega que su argumentación se ve reforzada por la política de ocultamiento y ausencia de información de Burlington,<sup>449</sup> y que, al adquirir su participación en los Bloques, Burlington asumió contractualmente los pasivos ambientales de operadores precedentes.<sup>450</sup>
252. No se discute que las reclamaciones ambientales por daños causados después de la entrada en vigor de la Constitución de 2008 son imprescriptibles. Sin embargo, las Partes están en desacuerdo respecto de la prescriptibilidad de las reclamaciones por daños causados con anterioridad a la entrada en vigor de la Constitución. Disienten respecto de si estas reclamaciones se encuentran sujetas al período de prescripción de cuatro años del Artículo 2235 del Código Civil o si son imprescriptibles.
253. Al Tribunal no lo convence el argumento de Ecuador de que las cuestiones relacionadas con la prescripción sean procesales en lugar de sustantivas. El enfoque adoptado en *Nelson Alcívar* en este sentido no resulta convincente; tampoco lo es su criterio de la fecha de presentación de la reclamación.<sup>451</sup> El

---

<sup>444</sup> Dúplica, ¶ 319.

<sup>445</sup> CMCC, ¶ 489.

<sup>446</sup> Réplica, ¶¶ 385-401.

<sup>447</sup> R-EPA, ¶ 69, en alusión a: Tr. (Día 2) (ESP), 591:22-592:5 (Contrainterrogatorio, Bedón).

<sup>448</sup> R-EPA, ¶ 72.

<sup>449</sup> *Id.*, ¶¶ 765-815.

<sup>450</sup> *Id.*, ¶¶ 71, 636-672.

<sup>451</sup> *Nelson Alcívar c. OCP*, Corte Provincial de Justicia, 2011, ¶ 12 (**Andrade IP, Anexo 29**): “Lo previsto en la Constitución actual en lo relacionado con el tema ambiental y su protección además es aplicable preferentemente, ya que en lo procesal se aplican las normas vigentes al

Artículo 7(20) del Código Civil tampoco resulta de ayuda en el presente caso, dado que no afecta plazos que han comenzado a correr con anterioridad a una modificación de ley.<sup>452</sup> En términos generales, el Tribunal es de la opinión que tanto en el derecho comparado como en el derecho internacional privado la tendencia es considerar la prescripción como una cuestión sustantiva en lugar de procesal.<sup>453</sup>

254. En la opinión del Tribunal, es correcto que, en principio, el período de prescripción de cuatro años previsto en el Artículo 2235 del CC aplica al daño ocasionado con anterioridad a la entrada en vigor de la Constitución de 2008, con sujeción a las siguientes especificaciones.<sup>454</sup> La fecha del descubrimiento debería aplicarse al daño ambiental, no la fecha del hecho, ya que la responsabilidad objetiva se centra en el resultado, no el acto causante del daño. Ello es el caso porque resulta difícil identificar el momento preciso en que genera el daño ambiental,<sup>455</sup> y porque, en el contexto de las operaciones petroleras en Ecuador, la identificación del daño ambiental esencialmente depende de los informes del propio operador.<sup>456</sup> En el mismo sentido, es inapropiada en este caso la invocación por parte de Burlington de auditorías ambientales producidas por el Consorcio como medio para establecer el conocimiento imputado, ya que (i) las auditorías ambientales carecen de efecto

---

momento de la interposición de la acción y no aquellas vigentes cuando se generó la situación jurídica. En este caso se observa el momento en que se interpuso el recurso de apelación para la aplicación de las normas constitucionales en materia procesal, relacionadas con el caso ambiental, esto en aplicación a lo previsto en el Art. 7 numeral 20 del Código Civil”.

<sup>452</sup> El Artículo 7(20) del CC reza lo siguiente: “Las leyes concernientes a la sustanciación y ritualidad de los juicios, prevalecen sobre las anteriores desde el momento en que deben comenzar a regir. Pero los términos que hubieren comenzado a correr, y las actuaciones y diligencias que ya estuvieren comenzadas, se regirán por la ley que estuvo entonces vigente” (**Anexo CA-CC-38**).

<sup>453</sup> En países de derecho civil, los períodos de prescripción se consideran de naturaleza sustantiva. Mientras que los países del *common law* tradicionalmente consideraron a los períodos de prescripción de naturaleza procesal, diversos países han abandonado de manera progresiva ese criterio tradicional. Véase, por ejemplo, el Informe del Comité de Reforma Legislativa “Períodos de Prescripción en el Derecho Internacional Privado” (Academia de Derecho de Singapur, 2011), ¶ 2.

<sup>454</sup> El Artículo 2235 del CC reza lo siguiente: “Las acciones que concede este Título por daño o dolo prescriben en cuatro años, contados desde la perpetración del acto” (**Anexo CA-CC-38**).

<sup>455</sup> Véanse, por ejemplo, las declaraciones del Sr. Saltos sobre la necesidad de suponer hechos debido a la dificultad de determinar el origen y la fecha de contaminación. Saltos DT1, ¶ 252 (Payamino 2-8), ¶ 265 (Payamino 14-20-24); Saltos DT2, ¶¶ 54, 93, 123; Tr. (Día 4) (ESP), 1345:13-19 (Contrainterrogatorio, Saltos). Además, GSI reconoció durante la Audiencia que proporcionaban las “mejores estimaciones” en cuanto a cuándo habría ocurrido el presunto daño. Véase, por ejemplo, con relación a la piscina de reacondicionamiento en Payamino 1: Tr. (Día 5), (ESP), 1634:15 – 1635:5 (Contrainterrogatorio, Connor).

<sup>456</sup> Véase, por ejemplo: RAOHE, Artículo 16 (**Anexo EL-174**).

preclusivo como cuestión general de derecho ecuatoriano,<sup>457</sup> y (ii) el Consorcio no generó las auditorías bienales exigidas de 2004.<sup>458</sup> En consecuencia, el período de prescripción sólo comienza a correr a partir del descubrimiento del daño. Lo mismo es aplicable al daño que no ha sido remediado de manera suficiente, ya que Ecuador únicamente podía asumir, sobre la base de los planes e informes de remediación del Consorcio, que los daños identificados habían sido remediados correctamente. En este contexto, la noción de “pasivo ambiental” en el Artículo 1 del Acuerdo Ministerial N.º 169 (2012), el cual hace referencia al daño remediado de manera insuficiente, refuerza aun más las conclusiones del Tribunal formuladas *supra*.<sup>459</sup>

255. En síntesis, (i) es procesable el daño ambiental causado y/o descubierto con posterioridad a la entrada en vigor de la Constitución de 2008 (Artículos 396(4) y 11(3) de la Constitución.), (ii) es procesable el daño ambiental causado entre el 17 de enero de 2007 y la entrada en vigor de la Constitución de 2008; y (iii) el daño ambiental causado con anterioridad al 17 de enero de 2007 es procesable en la medida que fuere descubierto con posterioridad a esa fecha (Artículo 2235 del CC leído a la luz de la responsabilidad objetiva). Esto también es aplicable al daño que ha sido remediado de forma insuficiente, ya que cualquier excedencia remanente sólo fue descubierta por IEMS en el año 2011 o con posterioridad a dicha fecha.

---

<sup>457</sup> TULAS, Libro VI, Artículo 70 reza lo siguiente: “La aprobación de planes de manejo ambiental y otros estudios ambientales no será utilizada como prueba de descargo en incidentes o accidentes de contaminación ambiental atribuibles a cualquier actividad, proyecto u obra. Las personas naturales o jurídicas, públicas o privadas, que representen a dichas actividades serán responsables por el pago de los daños y perjuicios y sanciones a que haya lugar” (**Anexo EL-173**). Véase, asimismo: Crespo IP, ¶¶ 97-98; SMCC, ¶¶ 46-47; 2º SMCC, ¶¶ 46-47. La Auditoría Ambiental Bloque 7 correspondiente al año 2008 indicó que verificaba el cumplimiento general de las regulaciones ecuatorianas en las operaciones, pero que por definición no podía garantizar el cumplimiento completo: “Por definición, la auditoría no asegura que se hayan revisado la totalidad de los requisitos establecidos en el marco legal y reglamentario y en las prácticas ambientales dentro de la operación que lleva a cabo PERENCO en el Bloque 7” Auditoría Ambiental Bloque 7, noviembre de 2008, pág. 41 (**Anexo E-252**).

<sup>458</sup> Véanse los párrafos 242-243.

<sup>459</sup> El Artículo 1 contiene diversos principios y definiciones relacionados con la administración de políticas ambientales públicas, incluida una definición de pasivo ambiental que reza lo siguiente: “Son aquellos daños ambientales y/o impactos ambientales negativos no reparados o restaurados respectivamente, o aquellos que han sido intervenidos previamente pero de forma inadecuada o incompleta y continúan estando presentes en el ambiente constituyendo un riesgo para cualquiera de sus componentes, generados por una obra, proyecto o una actividad productiva o económica en general” (énfasis agregado). Acuerdo Ministerial N.º 169, publicado en el Registro Oficial N.º 655 de fecha 7 de marzo de 2012 (**Anexo CA-CC-53**). El Tribunal observa que esta regulación es posterior a la iniciación de este procedimiento de reconveniones.

### 3.3. Responsabilidad consecutiva de los operadores

256. Burlington rechaza los intentos de Ecuador de atribuirle responsabilidad por el daño ocasionado por operadores anteriores como cuestión de derecho civil extracontractual (responsabilidad civil extracontractual consecutiva), o en virtud de las Cláusulas 5.1.20.10 del CP del Bloque 7 y la 5.1.20 del CP del Bloque 21 (responsabilidad contractual consecutiva).<sup>460</sup> Después de analizar el asunto de la responsabilidad de Burlington por los actos de operadores anteriores, el Tribunal analizará la cuestión de la responsabilidad por los actos de Petroamazonas, el operador que sucedió al Consorcio y que en la actualidad opera los Bloques.
257. Con respecto a la responsabilidad civil extracontractual consecutiva por los operadores precedentes, el Tribunal ya sostuvo *supra* que la causalidad constituye un componente de la responsabilidad objetiva (tanto en virtud del régimen de responsabilidad con arreglo a la Constitución de 2008, como en virtud del régimen anterior desarrollado por las cortes ecuatorianas), a pesar de que ésta se presume. Por consiguiente, para ser exonerado, Burlington debe probar que cualquier daño presunto fue causado por fuerza mayor, por la víctima (es decir, en este caso, el Estado ecuatoriano), o por un tercero. En otras palabras, bajo el régimen de responsabilidad objetiva, no se le puede atribuir responsabilidad a Burlington por daños que pueda probar hayan sido ocasionados por operadores anteriores.
258. La situación es diferente bajo los CP. Como se viera *supra*, la Cláusula 5.1.20.10 del CP del Bloque 7 excluye la responsabilidad del Consorcio por el daño ambiental causado con anterioridad al primer contrato de prestación de servicios, es decir, antes de enero de 1986, y con posterioridad a la devolución del área del contrato, es decir, después de julio de 2009.<sup>461</sup> Una disposición similar se encuentra en el CP del Bloque 21, con la diferencia de que el punto de partida de la responsabilidad del Consorcio se establece en 1995 con la conclusión del primer contrato de participación.<sup>462</sup> Dentro de estos períodos, el Consorcio se encuentra, *a contrario*,

---

<sup>460</sup> Dúplica, ¶¶ 268-279.

<sup>461</sup> La Cláusula 5.1.20.10 del CP del Bloque 7 reza en su parte relevante: “La Contratista no será responsable por las condiciones ambientales preexistentes al inicio de las operaciones del Contrato de Prestación de Servicios”. [...]La Contratista tampoco será responsable por aquellas condiciones ambientales consecuencia de las operaciones que PETROECUADOR o terceros ejecuten luego de que la Contratista haya devuelto el Área del Contrato”. La Cláusula 2.1 del CP del Bloque 7 especifica que el Contrato de Prestación de Servicios fue concluido el 18 de diciembre de 1985, efectivo a partir de 17 de enero de 1986 cuando fue inscrito en la Dirección Nacional de Hidrocarburos (**Anexo CE-CC-28**).

<sup>462</sup> Contrato de Participación del Bloque 21, Cláusula 5.1.20 (**Anexo CE-CC-13**). El CP del Bloque 21 fue suscrito primero en el 20 de marzo de 1995.

bajo la obligación contractual de remediar cualquier daño ambiental ocasionado por operadores anteriores.

259. La cuestión es entonces si el Tribunal debería aplicar esta obligación contractual al daño causado por operadores anteriores en el presente contexto. La posición de Ecuador sobre este punto ha fluctuado en cierto modo.<sup>463</sup> En la Audiencia pretendió clarificar el asunto de la siguiente manera: *“Ahora, nuestro caso, Miembros del Tribunal –y no queremos que exista confusión alguna al respecto-, nuestro caso no se basa en ningún tipo de responsabilidad contractual, sino en responsabilidad extracontractual”*.<sup>464</sup> A pesar de esta clara declaración, Ecuador reclamó daños en virtud tanto de la Constitución como de los CPs,<sup>465</sup> y una parte de sus alegatos orales se centró en la interpretación de las disposiciones de los CP en materia de operadores consecutivos.<sup>466</sup> En respuesta a una pregunta por parte del Tribunal, Ecuador explicó adicionalmente que *“la base de la reclamación de Ecuador consiste en, principalmente, los principios de responsabilidad extracontractual consagrados en la Constitución de 2008; y [...] tentativamente, el Contrato podría aplicarse, si se llegase a determinar que los principios de responsabilidad extracontractual objetiva no son aplicables. El segundo punto es que, incluso si, como es el argumento principal de Ecuador, se tiene que los principios de responsabilidad extracontractual son abarcados por la Constitución de 2008, es nuestra posición [...] que hay algunas disposiciones contractuales que influyen en la cuestión de causalidad, las cuales ustedes han entendido especialmente en contexto de los operadores consecutivos”*.<sup>467</sup> En su Escrito Posterior a la Audiencia, Ecuador posteriormente

---

<sup>463</sup> En su Contra-Memorial sobre Responsabilidad, Ecuador se basó principalmente en el derecho de responsabilidad extracontractual ecuatoriano. Mencionó la *“ex abundanti cautela”* de los CP y declaró que, *“debido a que el derecho ecuatoriano reconoce el principio de responsabilidad objetiva por daños medioambientales causados por operaciones hidrocarbúricas, no hay necesidad de considerar de forma separada si, además, Burlington podría ser contractualmente responsable por el mismo daño ambiental en virtud de los Contratos de Participación [...]”* (Contra-Memorial sobre Responsabilidad, ¶¶ 760-761). Ecuador no invocó los CP en relación con el la reclamación ambiental en sus Memoriales Suplementarios sobre Reconvenciones. En su Réplica, sin embargo, Ecuador hizo referencia a los CP a efectos de extender el ámbito temporal del regimen objetivo de responsabilidad (Réplica, ¶ 430).

<sup>464</sup> Tr. (Día 1) (ENG), 27:12-15 (Alegato de Apertura, Silva Romero). El Tribunal ha traducido desde la transcripción en inglés ya que considera que la versión en español (Tr. (Día 1) (ESP), 31:3-8 (Alegato de Apertura, Silva Romero)) no refleja fielmente el alegato del Sr. Silva Romero, que fue presentado en inglés.

<sup>465</sup> Tr. (Day 1) (ESP), 88:21 – 89:5 (Alegato de Apertura, Mayer).

<sup>466</sup> Tr. (Día 1) (ESP), 77:15-89:5 (Alegato de Apertura, Mayer); Tr. (Día 7) (ESP), 2262:12-2263:4 (Alegato de Conclusión, Silva Romero) y 2293:18-2302:10 (Alegato de Conclusión, Mayer).

<sup>467</sup> Tr. (Día 1) (ENG) 303:4-17 (Tribunal, Silva Romero). El Tribunal ha traducido desde la transcripción en inglés ya que considera que la versión en español (Tr. (Día 1) (ESP), 306:11-

invocó la responsabilidad objetiva y declaró que, adicionalmente, la obligación de restaurar íntegramente los Bloques también surge de los CP<sup>468</sup> y de las transferencias autorizadas por el Ministerio,<sup>469</sup> cuyas obligaciones se extienden al CPUF.<sup>470</sup>

260. Sobre esta base, el Tribunal entiende que: (i) las reconvencciones medioambientales de Ecuador consisten en una reclamación de responsabilidad extracontractual; y que (ii) Ecuador hace referencia a los CP, primero, para proporcionar principios de responsabilidad en el evento de que dichos principios se encuentren ausentes en el ordenamiento jurídico aplicable a la responsabilidad objetiva y, segundo, para regular la causalidad respecto de otros operadores en el campo.
261. Por su parte, Burlington considera esta reconvencción como una basada exclusivamente en la responsabilidad extracontractual.<sup>471</sup> También considera que el resultado bajo los CP no sería diferente, debido a que “los CP exoneran a Burlington del daño causado por otros”.<sup>472</sup> Sin embargo, antes de continuar, el Tribunal observa que el resultado sería diferente, dado que la responsabilidad contractual comienza a acumularse desde los primeros contratos de los Bloques y no desde el comienzo de las operaciones del Consorcio, como lo demuestra la Cláusula 2.1 conjuntamente con la Cláusula 5.1.20.10 del CP del Bloque 7, y la Cláusula 5.1.20 del CP del Bloque 21.

---

20(Tribunal, Silva Romero)) no refleja claramente la intervención del Sr. Silva Romero, que fue presentado en inglés. Ver, también: Alegato de Apertura de Ecuador, Diapositivas 44, 51-58; Alegato de Conclusión de Ecuador, Diapositivas 53-69; R-EPA, ¶¶ 673-702.

<sup>468</sup> R-EPA, ¶¶ 635-672.

<sup>469</sup> R-EPA, ¶¶ 673-677. Ver también: Tr. (Día 1) (ESP), 79:13-82:15 (Alegato de Apertura, Mayer); Alegato de Apertura de Ecuador, Diapositiva 52; Tr. (Día 7) (ESP), 2295:5-2297:15 (Alegato de Conclusión, Mayer); Alegato de Conclusión, Diapositivas 56-69. Para el Bloque 7, ver: Aprobación por parte del Ministerio de Energía y Minas No. 243 del 8 de enero de 2002, Artículo 1 (**Anexo C-130**); Aprobación por parte del Ministerio de Energía y Minas No. 342 del 9 de mayo de 2002, Artículo 1 (**Anexo C-26**); Aprobación por parte del Ministerio de Energía y Minas No. 56 del 2 de agosto de 2006, Artículo 1 (**Anexo C-133**). Para el bloque 21, ver: Aprobación por parte del Ministerio de Energía y Minas No. 242 del 8 de enero de 2002 (**Anexo C-116**); Aprobación por parte del Ministerio de Energía y Minas No. 343 de 8 de mayo de 2002 (**Anexo C-27**); Aprobación por parte del Ministerio de Energía y Minas No. 55 del 2 de agosto de 2006 (**Anexo C-120**).

<sup>470</sup> R-EPA, ¶¶ 678-702. Ver también: Alegato de Conclusión de Ecuador, Diapositiva 65, hacienda referencia a: Yacimientos Comunies Basal Tena, Napo “U”, Hollín Superior y Hollín Principal del Campo Coca-Payamino, 11 de octubre de 1990, Cláusula 7.1 (**Anexo CE-CC-8**).

<sup>471</sup> C-EPA, ¶ 67. Ver también: Dúplica, ¶¶ 52-55, 241-244.

<sup>472</sup> C-EPA, ¶ 67.

262. El Tribunal no considera fundado el recurso a los CP. La Constitución de 2008 y la jurisprudencia ecuatoriana proporcionan los principios relevantes de responsabilidad extracontractual (tal como fue expuesto *supra*), y no hay fundamento para que el Tribunal importe los principios de responsabilidad de los CP. En cuanto a las reglas contractuales en materia de responsabilidad de operadores consecutivos, Ecuador no ha explicado de manera suficiente convincente por qué el Tribunal tendría la necesidad de aplicar dichas reglas contractuales a una reclamación extracontractual en derogación de las reglas de responsabilidad extracontractual contenidas en la Constitución de 2008 y en la jurisprudencia. El mismo raciocinio es aplicable al argumento de Ecuador respecto de las transferencias consecutivas de las obligaciones del operador anterior a restaurar los Bloques, las cuales fueron autorizadas por el Ministerio de Energía y Minas.<sup>473</sup> Mientras que Ecuador caracteriza estas transferencias como una “*fuerza paralela de la obligación de Burlington de restaurar íntegramente el medioambiente en los Bloques 7 y 21*”,<sup>474</sup> no ha fundamentado suficientemente que esta obligación debe prevalecer sobre el régimen general de responsabilidad extracontractual discutido *supra*.
263. Ecuador también se ha basado en el Artículo 2217 del Código Civil para argumentar que, cuando el daño es atribuible a varios autores, cada uno es responsable por el monto total.<sup>475</sup> No hay necesidad de detenerse en el punto más bien obvio de que esta regla se refiere a una situación en la cual varios autores generan el mismo daño; no regula una situación en la que un operador que no haya causado el daño pueda ser declarado responsable, por ley o por contrato, del daño causado por otro.
264. En consecuencia, en este procedimiento sólo puede atribuírsele responsabilidad a Burlington por el daño causado por el Consorcio. En otras palabras, Burlington puede evitar su responsabilidad si demuestra que el presunto daño fue ocasionado por operadores anteriores. Esta conclusión se matiza al tomar cuenta tanto la posibilidad de que del daño ambiental preexistente pueda haber continuado expandiéndose o dispersándose como consecuencia de la violación por parte del Consorcio de su obligación de monitorear las condiciones ambientales en los Bloques y remediar toda excedencia, así como la posibilidad de que el Consorcio

---

<sup>473</sup> Ver referencias en pie de página 469 *supra*.

<sup>474</sup> R-EPA, ¶ 673.

<sup>475</sup> Réplica, ¶¶ 417, hacienda referencia a: Andrade DT, ¶¶ 72-79. Ver también: Réplica, ¶¶ 418-429.

aumentara los pasivos ambientales de un sitio que se encontraba ya contaminado. En ambos casos, podría decirse que dicho daño fue causado al menos parcialmente por el Consorcio.

265. En aplicación de los principios en materia de causalidad discutidos *supra*, tampoco puede atribuírsele al Consorcio responsabilidad por el daño causado por Petroamazonas, el operador que adquirió los campos petrolíferos en el año 2009 y que expandió las operaciones desde ese momento. Sin embargo, el Tribunal rechaza el argumento de Burlington de que el Consorcio no es responsable de las condiciones ambientales de los Bloques simplemente en virtud del hecho de que Petroamazonas adquirió los derechos y obligaciones del Consorcio al substituir al Consorcio.
266. Tras haber establecido los componentes principales de los regímenes de responsabilidad objetiva, el Tribunal procede ahora a analizar la posición de las Partes y establece el criterio del Tribunal en lo que respecta a la contaminación del suelo (Sección 4), las piscinas de lodo (Sección 5) y la contaminación de aguas subterráneas (Sección 6). Por último, el Tribunal analizará la cuestión del abandono de los pozos (Sección 7).

#### **4. Contaminación del suelo**

267. Con respecto a la contaminación del suelo, el Tribunal comenzará por analizar el concepto de daño ambiental (4.1), seguido de consideraciones generales respecto de los límites permisibles (4.2), los criterios de uso del suelo (4.3), así como las directrices para calcular las áreas impactadas y los volúmenes de suelos impactados (4.4) y los costos de remediación (4.5). Esto le permitirá al Tribunal delinear su enfoque para evaluar las condiciones ambientales de los Bloques y realizar un análisis específico de los sitios (4.6).

##### **4.1. La noción de daño ambiental**

268. Las Partes están en desacuerdo respecto de la definición de daño ambiental. La oposición depende de si se define el daño ambiental por referencia a los “límites permisibles” establecidos en las regulaciones aplicables (según alega Burlington) o a los “valores de fondo” que reflejan las condiciones ambientales con anterioridad a toda interferencia humana (según alega Ecuador),<sup>476</sup> y, en el supuesto de adoptarse

---

<sup>476</sup> La Demandada sostuvo lo siguiente durante la Audiencia: “El Sr. Alfaro definió los valores de fondo de la siguiente manera: “El concepto de valor de fondo [...] consiste simplemente en las

el criterio de los límites permisibles, si los límites relevantes son aquellos aplicables al uso industrial o agrícola del suelo (según alega Burlington) o a los ecosistemas sensibles (como alega Ecuador subsidiariamente).

269. Las consecuencias de adoptar una u otra de estas posiciones son significativas en términos de reparación monetaria por la remediación del suelo reclamada por Ecuador. En efecto, el argumento principal de Ecuador es el de remediación de todo daño ambiental en los Bloques de vuelta a los valores de fondo, por el cual reclama la suma de USD 2.507.107.626 (el “argumento de valores de fondo”). Subsidiariamente, Ecuador reclama la remediación del suelo de vuelta a los criterios de ecosistemas sensibles, a saber, los criterios más protectores de uso del suelo contemplados en la Tabla 6 del RAOHE, por la suma de USD 790.465.298 (el “argumento de criterios regulatorios”). Por lo tanto, el Tribunal evaluará en primer lugar el argumento de Ecuador de que deberían aplicarse valores de fondo como cuestión general, y sólo abordará el argumento subsidiario de Ecuador en caso de que su argumento de valores de fondo sea infundado.

#### 4.1.1. Posición de las Partes

270. Es sustento del argumento de valores de fondo, Ecuador alega esencialmente que el concepto de daño ambiental en virtud de la Constitución de 2008 y la LGA es distinto del concepto de límites regulatorios permisibles consagrados en el RAOHE y el TULAS.<sup>477</sup> Para Ecuador, el Tribunal debe determinar el daño ambiental mediante el análisis de si existe “impacto negativo” de cualquier tipo en el ambiente, esto es, si la presunta alteración afecta “el funcionamiento del ecosistema o la renovabilidad de sus recursos” de conformidad con la LGA.<sup>478</sup> El Consorcio, afirma Ecuador, no tenía derecho a contaminar hasta los límites regulatorios permisibles y debe reparar todo daño hallado en los Bloques a efectos de restaurar el ambiente “a su condición ‘de fondo’ original”.<sup>479</sup> Según Ecuador, esto debe ser así porque (i) la teoría de límites permisibles de Burlington es contraria al objetivo de restauración integral de la Constitución,<sup>480</sup> (ii) la noción de daño ambiental no se encuentra

---

condiciones en las que se encontraban las instalaciones en ausencia de la actividad hidrocarburífera”. Tr. (Día 3) (ESP), 694:9-13 (Interrogatorio Directo, Alfaro).

<sup>477</sup> R-EPA, ¶¶ 81-150.

<sup>478</sup> Tr. (Día 1) (ESP), 59:7-15 (Alegato de Apertura, Silva Romero).

<sup>479</sup> R-EPA, ¶ 81 (énfasis en el original).

<sup>480</sup> *Id.*, ¶ 83; Tr. (Día 1) (ESP), 54:7-11 (Alegato de Apertura, Silva Romero).

definida en el RAOHE ni en el TULAS,<sup>481</sup> los cuales constituyen simples instrumentos (iii) destinados a regular las actividades de los operadores de petróleo,<sup>482</sup> (iv) y que operan como herramientas de gestión de riesgos<sup>483</sup> que (v) rigen la responsabilidad administrativa, no la responsabilidad civil por daños.<sup>484</sup> Por último, Ecuador alega que (vi) la significancia de un “*impacto negativo*” sólo puede evaluarse sobre los hechos específicos de cada caso, y que el daño ambiental “*no puede definirse per se mediante estándares de calidad o límites permisibles*”,<sup>485</sup> en particular porque el RAOHE y el TULAS no diferencian entre los “*tipos y características de los suelos (desiertos, bosque, bosque tropical, montañas, islas...)*”.<sup>486</sup>

271. Para Burlington, el argumento de valores de fondo carece de fundamento técnico o científico, y sólo sirve para inflar las reclamaciones de Ecuador en este arbitraje.<sup>487</sup> En particular, Burlington resalta que IEMS, actuando de manera independiente, inicialmente aplicó los límites permisibles en el RAOHE y el TULAS para determinar la existencia de daño en los Bloques, pero posteriormente recibió instrucciones de Ecuador de aplicar valores de fondo sin siquiera evaluar si el ecosistema había sido efectivamente afectado.<sup>488</sup> IEMS confirmó asimismo que, si el Consorcio todavía operara en la actualidad, estaría sujeto al RAOHE y al TULAS, no a los valores de fondo,<sup>489</sup> y RPS estuvo de acuerdo en que es apropiado considerar las regulaciones locales al momento de determinar los volúmenes de suelos contaminados.<sup>490</sup> Según Burlington, cumplir con los límites permisibles evita el daño ambiental, y son estos límites los que determinan si se justifica la remediación.<sup>491</sup> Mientras que Ecuador no presentó un sólo ejemplo en donde en la práctica se hubieren aplicado los valores de fondo,<sup>492</sup> el expediente se encuentra repleto de ejemplos en los que se aplicaron

---

<sup>481</sup> R-EPA, ¶ 97; Tr. (Día 1) (ESP), 54:12-14 (Alegato de Apertura, Silva Romero).

<sup>482</sup> R-EPA, ¶ 114; Tr. (Día 1) (ESP), 55:21-56:6, 57:3-9 (Alegato de Apertura, Silva Romero).

<sup>483</sup> R-EPA, ¶ 125.

<sup>484</sup> *Id.*, ¶ 137; Tr. (Día 1) (ESP), 57:9-11 (Alegato de Apertura, Silva Romero).

<sup>485</sup> R-EPA, ¶ 141.

<sup>486</sup> *Id.*, ¶ 146.

<sup>487</sup> C-EPA, ¶ 98.

<sup>488</sup> *Id.*, ¶¶ 8, 79, 99.

<sup>489</sup> *Id.*, ¶ 104; Tr. (Día 3) (ESP), 786:8-13 (Contrainterrogatorio, Alfaro).

<sup>490</sup> C-EPA, ¶ 105; Tr. (Día 4) (ESP), 1133:5-9 (Contrainterrogatorio, Crouch).

<sup>491</sup> C-EPA, ¶ 101.

<sup>492</sup> *Id.*, ¶ 102.

los límites permisibles; incluso contiene instancias de remediación por parte de Petroamazonas de conformidad con el RAOHE y el TULAS. Los Estudios Ex-Post de 2010 evaluaron asimismo la condición ambiental de los Bloques bajo los criterios regulatorios.<sup>493</sup> Además, Burlington alega que IEMS aplicó una metodología defectuosa para calcular los valores de fondo de metales, lo que resultó en que 84% de las muestras limpias de IEMS fuesen consideradas como contaminadas.<sup>494</sup> Por último, Burlington afirma que la “[r]emediación debe limitarse a aquellos suelos que exceden los límites regulatorios protectores de Ecuador”, y, por lo tanto, el argumento de fondo de Ecuador debería desestimarse en su totalidad.<sup>495</sup>

#### 4.1.2. Análisis

272. En primer lugar, el Tribunal procederá a determinar el significado de daño ambiental dentro del marco regulatorio ecuatoriano (Sección a) y posteriormente analizará el argumento de Ecuador de que los valores de fondo proporcionan el umbral relevante para determinar la existencia de daño ambiental (Sección b).

##### a. El daño ambiental en virtud de la legislación ecuatoriana

273. El Tribunal comienza su análisis observando que ni la Constitución de 2008, ni el RAOHE, ni el TULAS, contienen una definición de daño ambiental. El párrafo 2 del Artículo 396 de la Constitución dispone que todo daño ambiental activa la obligación de restaurar integralmente el ecosistema afectado. En su parte relevante reza lo siguiente:

“Todo daño al ambiente, además de las sanciones correspondientes, implicará también la obligación de restaurar integralmente los ecosistemas e indemnizar a las personas y comunidades afectadas”.<sup>496</sup>

274. El Tribunal observa además que el Artículo 71 de la Constitución declara que la naturaleza tiene “derecho a que se respete integralmente su existencia y el mantenimiento y regeneración de sus ciclos vitales, estructura, funciones y procesos evolutivos”, y el Artículo 72 prevé el “derecho a la restauración” de la

---

<sup>493</sup> *Id.*, ¶ 103, en referencia a: Estudio de Impacto Ambiental Ex-Post de Coca (**Anexo CE-CC-241**); Estudio de Impacto Ambiental Ex-Post de Mono (**Anexo CE-CC-242**); Estudio de Impacto Ambiental Ex-Post de Oso (**Anexo CE-CC-236**); Estudio de Impacto Ambiental Ex-Post de Yuralpa (**Anexo CE-CC-244**); Estudio de Impacto Ambiental Ex-Post de Waponi (**Anexo CE-CC-243**).

<sup>494</sup> C-EPA, ¶¶ 106-107.

<sup>495</sup> *Id.*, ¶ 109.

<sup>496</sup> Artículo 396(2), 2<sup>da</sup> oración de la Constitución de 2008 (**Anexo C-413**).

naturaleza. Esta última disposición estipula además que en los casos de “impacto ambiental grave o permanente”, incluidos los ocasionados por la explotación de recursos naturales no renovables, “el Estado establecerá los mecanismos más eficaces para alcanzar la restauración, y adoptará las medidas adecuadas para eliminar o mitigar las consecuencias ambientales nocivas”.<sup>497</sup>

275. El Artículo 397 establece además que, en caso de daños ambientales, el Estado debe actuar de manera inmediata para garantizar la restauración de los ecosistemas afectados, y que, además de las sanciones correspondientes, “el Estado repetirá contra el operador de la actividad que produjera el daño las obligaciones que conlleve la reparación integral, en las condiciones y con los procedimientos que la ley establezca”.<sup>498</sup> Por lo tanto, en virtud de la Constitución de 2008, todo daño ambiental activa la obligación de reparación integral, pero en las condiciones y con los procedimientos establecidos por la ley. El concepto de restauración integral o íntegra ha sido tratado en diversas instancias. Los *travaux préparatoires* de la Constitución de 2008 indican, por ejemplo, que restauración integral significa “volver las cosas a su estado original o a su lugar”.<sup>499</sup> En *Aguinda*, la Corte Nacional de Justicia sostuvo que la reparación integral servía para lograr la finalidad fundamental de “restauración global de los bienes ambientales”.<sup>500</sup> En síntesis, la Constitución no define el daño ambiental, aunque establece que dicho daño debe restaurarse integralmente según las condiciones que la ley establezca. Por lo tanto, el Tribunal no encuentra sustento alguno para el argumento de Ecuador de que la noción de reparación integral o restauración integral bajo la Constitución de 2008 ordena un retorno a condiciones pre-humanas o, en los

---

<sup>497</sup> El Tribunal observa la afirmación de Ecuador de que el Artículo 72 “*sólo se aplica a desastres ambientales, tales como Chernóbil, donde el Estado tiene la obligación de intervenir sin esperar las acciones del operador*”. R-EPA, ¶ 105.

<sup>498</sup> Artículo 397 (**Anexo C-413**).

<sup>499</sup> Informe en Minoría del miembro de la Asamblea, Sergio Chacón Padilla, sobre los derechos de la Naturaleza (**Anexo EL-230**); Informe en Mayoría sobre los derechos de la Naturaleza (**Anexo EL-231**). El Acuerdo Ministerial N.º 169 (2012) define la “restauración integral” y la “reparación integral”. La restauración integral, como derecho de la naturaleza, se define en su parte relevante como un retorno “a las condiciones determinadas por la autoridad ambiental que aseguren el restablecimiento de equilibrios, ciclos y funciones naturales”. La reparación integral se define en su parte relevante como el “[c]onjunto de acciones, procesos y medidas, que, aplicados integralmente, tienden a revertir daños y pasivos ambientales, mediante el restablecimiento de la calidad, dinámica, equilibrio ecológico, ciclos vitales, estructura, funcionamiento y proceso evolutivo de los ecosistemas afectados”. Resolución Ministerial N.º 169 (2012), publicada en el Registro Oficial N.º 655 de fecha 7 marzo de 2012, Artículo 1 (**Anexo CA-CC-53**).

<sup>500</sup> *María Aguinda Salazar y otros c. Chevron Corporation*, Corte Nacional de Justicia, 12 de noviembre de 2013, pág. 141 (**Anexo EL-233**).

términos de Ecuador, el retorno a un estado del medio ambiente “*anterior a cualquier forma de contaminación*”.<sup>501</sup> Así, la invocación por parte de Ecuador del concepto de restauración integral no arroja luz alguna sobre el concepto de daño ambiental. La cuestión continúa siendo si, como afirma Ecuador, fundarse en los límites permisibles para definir daño ambiental resulta contrario a la Constitución de 2008.<sup>502</sup>

276. El concepto de daño ambiental se define en el glosario de la LGA, el cual contiene asimismo las definiciones de los términos contaminación e impacto ambiental.<sup>503</sup> El daño ambiental se define de la siguiente manera:

“toda pérdida, disminución, detrimento o menoscabo significativo de las condiciones preexistentes en el medio ambiente o uno de sus componentes. Afecta al funcionamiento del ecosistema o a la renovabilidad de sus recursos”.<sup>504</sup>

277. En consecuencia, el daño ambiental es más que un simple “impacto negativo” (como sostenido por Ecuador); implica una pérdida o menoscabo *significativo*. La definición de Ecuador tampoco captura los impactos *de minimis* o socialmente o ambientalmente tolerables, esto es, en los términos de IEMS, los impactos que no “afectan significativamente la salud humana o el ambiente”.<sup>505</sup> La segunda oración de la definición de la LGA proporciona algunos criterios para determinar cuándo un

---

<sup>501</sup> R-EPA, ¶ 96.

<sup>502</sup> *Id.*, ¶ 83.

<sup>503</sup> La contaminación se define de la siguiente manera: “Es la presencia en el ambiente de sustancias, elementos, energía o combinación de ellas, en concentraciones y permanencia superiores o inferiores a las establecidas en la legislación vigente”. El impacto ambiental se define de la siguiente manera: “Es la alteración positiva o negativa del medio ambiente, provocada directa o indirectamente por un proyecto o actividad en un área determinada” (**Anexo CA-CC-33**).

<sup>504</sup> El Artículo 1 del Decreto Ministerial N.º 169 prevé una definición similar: “Daño ambiental: Es el impacto ambiental negativo en las condiciones ambientales presentes en un espacio determinado, ocasionado por el desarrollo de proyectos de desarrollo, que conducen a un desequilibrio en las funciones de los ecosistemas y que alteran el suministro de servicios que tales ecosistemas aportan a la sociedad” (**Anexo EL-228**).

<sup>505</sup> Los peritos de Ecuador de IEMS explicaron en su primer informe pericial que la “necesidad de utilizar criterios de comparación reside en el hecho de que, en las propiedades utilizadas para fines productivos relacionados con la actividad petrolera, se toleran ciertas concentraciones de contaminantes sin alterar sus funciones, y sin afectar significativamente la salud humana y del ambiente. Además, la presencia de contaminantes regularmente emitidos por las actividades petroleras, en cantidades y concentraciones tolerables, consiste en una alteración de poca relevancia comparada con las demás alteraciones ocasionadas por la actividad productiva misma (deforestación, ruido, alteración del medio hidrológico, etc.). Por lo tanto, los criterios de comparación (que para este caso en particular consisten en los límites permisibles encontrados en la legislación ecuatoriana), permiten establecer si la presencia de contaminantes en ciertos niveles y componentes del medio (suelo, agua superficial, y agua subterránea) es tolerable”. IEMS IP1, pág. 20.

impacto ambiental es “significativo” y, por ende, constituye un daño ambiental; a saber, cuando “afecta al funcionamiento del ecosistema o a la renovabilidad de sus recursos”.

278. Ninguna de las Partes ha hecho demasiado énfasis en la segunda oración de la definición. Burlington ha aportado pruebas que demuestran que los límites permisibles en el RAOHE y el TULAS no ponen en riesgo la salud humana,<sup>506</sup> pero, por lo demás, no ha procurado demostrar que el cumplimiento de estos estándares sea lo suficientemente protector como para garantizar el funcionamiento del ecosistema y la renovabilidad de sus recursos. Por su parte, Ecuador ha ofrecido un análisis preliminar de determinados macro-invertebrados,<sup>507</sup> pero por lo demás no ha proporcionado una evaluación de riesgo ecológico ni ningún otro análisis de los posibles impactos de las operaciones del Consorcio en el ecosistema de los sitios presuntamente contaminados. Por lo tanto, el Tribunal formará su opinión respecto del argumento de valores de fondo sobre la base de otros elementos obrantes en el expediente.
279. En este contexto, el Tribunal observa que la LGA no sólo proporciona una definición de daño ambiental, sino que hace asimismo alusión a los límites permisibles. El Artículo 1 afirma que la LGA establece principios y directrices de política ambiental, determina obligaciones y responsabilidades, e “indica los límites permisibles, controles y sanciones en esta materia”. Además, el Artículo 33 establece que deben establecerse “parámetros de calidad ambiental” como “instrumentos de aplicación de las normas ambientales”, los cuáles serán “regulados en el respectivo reglamento”.<sup>508</sup> Esta disposición tiende a sustentar la proposición de que el RAOHE y el TULAS refinan e implementan las disposiciones generales de la LGA.
280. El Tribunal observa además que la adopción por parte de Ecuador de la definición de daño ambiental en la LGA en el año 1999, fue seguida poco tiempo después por revisiones a los límites permisibles en el RAOHE en el año 2001 y por la adopción

---

<sup>506</sup> GSI IP1, Apéndice E (Evaluación de los Posibles Riesgos para la Salud Humana Asociados con las Condiciones Ambientales).

<sup>507</sup> IEMS IP4, Anexo 25.

<sup>508</sup> El Artículo 33 de la LGA reza lo siguiente: “Establécense como instrumentos de aplicación de las normas ambientales los siguientes: *parámetros de calidad ambiental*, normas de efluentes y emisiones, normas técnicas de calidad de productos, régimen de permisos y licencias administrativas, evaluaciones de impacto ambiental, listados de productos contaminantes y nocivos para la salud humana y el medio ambiente, certificaciones de calidad ambiental de productos y servicios y otros *que serán regulados en el respectivo reglamento*” (énfasis agregado) (**Anexo CA-CC-33**).

de los límites en el TULAS en el año 2003. Cabe asimismo observar, en particular, que la definición de daño ambiental bajo la LGA, así como los límites permisibles en el RAOHE y el TULAS, se mantuvieron sin cambios tras la adopción de la Constitución de 2008.

281. Es asimismo relevante que la Tabla 6 del RAOHE y la Tabla 3 del TULAS se aplican específicamente a la contaminación y remediación del suelo. La Tabla 6 del RAOHE se intitula “Límites permisibles para la identificación y remediación de suelos contaminados en todas las fases de la industria hidrocarburífera”. En este contexto, cabe señalar que el glosario en el Anexo 6 del RAOHE define a los límites permisibles como el “valor máximo de concentración de elemento(s) o sustancia(s) en los diferentes componentes del ambiente, *determinado a través de métodos estandarizados, y reglamentado a través de instrumentos legales*”.<sup>509</sup> El Artículo 4.2.2 del TULAS, el cual incluye a la Tabla 3, se intitula de manera similar “Criterios de remediación o restauración del suelo”, y especifica además que los valores en la Tabla 3 tienen el propósito de “establecer niveles máximos de concentración de contaminantes en un suelo en proceso de remediación o restauración”.<sup>510</sup>
282. El Tribunal está de acuerdo con Ecuador en que la obligación constitucional de restauración íntegra o integral no se agota necesariamente en todos los casos por referencia a los límites permisibles en virtud del RAOHE y el TULAS, pero no puede coincidir con la posición de Ecuador de que sería inconstitucional la remediación de vuelta a los límites permisibles según los parámetros relevantes establecidos en estas regulaciones.
283. Efectivamente, el daño al ambiente puede causarse de innumerables maneras, pero el Tribunal es de la opinión que, cuando se trata de alegaciones de contaminación del suelo por uno de los parámetros establecidos en la Tabla 6 del RAOHE, la línea divisoria entre impacto ambiental y daño ambiental se define en la propia noción de límites permisibles.

**b. La naturaleza subsidiaria de los valores de fondo**

284. Solamente en los casos en los que existe contaminación del suelo por causa de un elemento no contemplado en la Tabla 6 del RAOHE, tales como el barío o el

---

<sup>509</sup> Énfasis añadido por el Tribunal. RAOHE, Anexo 6, Glosario (**Anexo EL-174**).

<sup>510</sup> TULAS, Artículo 4.2.2 (**Anexo EL-173**).

arsénico, se debe recurrir a medios complementarios como el TULAS, que contiene los límites permisibles para los parámetros adicionales, y de otra manera consagra normas que establecen que se debe recurrir a los valores de fondo como método subsidiario para determinar el estándar adecuado de remediación. El Artículo 4.1.3.3 del TULAS es de particular relevancia en los casos de contaminación del suelo, ya que establece específicamente que se debe recurrir a los valores de fondo sólo ante la ausencia de un parámetro en el TULAS o ante la inaplicabilidad de determinado parámetro:

*“Ante la inaplicabilidad para el caso específico de algún parámetro establecido en la presente norma o ante la ausencia en la norma de un parámetro relevante para el suelo bajo estudio, la Entidad Ambiental de Control adoptará el siguiente criterio de evaluación: El regulado deberá establecer los valores de fondo o de referencia del parámetro de interés presente en el suelo. El regulado determinará la concentración presente o actual del parámetro bajo estudio en el área afectada. Así, se procede a comparar los resultados obtenidos de la concentración presente en el suelo contra los valores de fondo. Se considera en general que una concentración presente mayor tres veces que el valor de fondo para el suelo denota contaminación que requiere atención inmediata por parte de la Entidad Ambiental de Control”.*<sup>511</sup>

285. En consecuencia, la aplicación de los valores de fondo es subsidiaria y sólo se permite en dos casos, a saber, cuando un parámetro específico resulta inaplicable, o ante la ausencia de un parámetro relevante; una cuestión que el Tribunal procederá a analizar *infra*. En contraste con el régimen establecido en el RAOHE, el TULAS diferencia más profundamente entre los criterios de evaluación y los criterios de remediación al disponer que cualquier concentración que exceda tres veces el valor de fondo promedio (criterios de evaluación o nivel de acción) debe remediarse hasta que la concentración sea igual a 1,5 veces el valor de fondo (criterio de remediación).

*“Si la concentración se encuentra tres veces mayor que el valor de fondo, la Entidad Ambiental de Control dará atención mediata a esta situación y deberá obligar al regulado a la remediación del suelo hasta que la concentración presente sea menor o igual a 1,5 que el valor de fondo”.*<sup>512</sup>

---

<sup>511</sup> TULAS, Libro VI, Anexo 2, Artículo 4.1.3.3 (**Anexo EL-173**). Una norma similar relacionada con las descargas a cuerpos de agua marina puede encontrarse en el Artículo 4.2.3.10 del Libro VI, Anexo I del TULAS.

<sup>512</sup> TULAS, Libro VI, Anexo 2, Artículo 4.1.3.3 (**Anexo EL-173**).

286. Esta disposición no sólo demuestra la naturaleza subsidiaria o residual del recurso a los valores de fondo para determinar los criterios de remediación, sino que también descarta la tesis de Ecuador de que Burlington debe remediar cualquier supuesto daño hasta alcanzar los valores de fondo, debido a que cualquier remediación estaría *ex hypotesi* limitada a reducir una contaminación presente en los suelos a 1,5 veces el valor de fondo promedio del parámetro relevante. En síntesis, además del hecho de que Ecuador no ha señalado una disposición específica en su ordenamiento jurídico que indique que se debe recurrir a los valores de fondo como criterio de remediación, las referencias existentes a los valores de fondo en el derecho ecuatoriano cuentan con un alcance de aplicación mucho más limitado que aquel sugerido por Ecuador.<sup>513</sup>
287. Otras dos consideraciones relevantes en este caso son, a saber, la práctica real en Ecuador en los casos de remediación de daños ambientales, y la metodología inicialmente adoptada por los peritos de Ecuador de IEMS. En relación con la práctica real, el Tribunal observa que Ecuador no ha brindado un sólo ejemplo en el cual los valores de fondo hayan sido efectivamente aplicados. Por el contrario, todos los informes de remediación obrantes en el expediente demuestran que las instancias de contaminación fueron remediadas hasta volver a los límites permisibles, tal como se especifica en el RAOHE y el TULAS, ya sea con anterioridad o posterioridad a la promulgación de la Constitución de 2008.<sup>514</sup> El caso

---

<sup>513</sup> Por ejemplo, la Tabla 2 en TULAS, Libro VI, Anexo 2 detalla los criterios de calidad del suelo, que se definen en el Artículo 4.2.1 como “valores de fondo aproximados o límites analíticos de detección” los cuales sirven como niveles ambientales representativos para un contaminante en el suelo, que pueden reflejar las variaciones geológicas naturales de áreas no desarrolladas o libres de actividades industriales o urbanas. De manera acorde, la Tabla 2 sólo detalla los valores de fondo aproximados, pero no describe los criterios de remediación ni brinda, de ninguna otra manera, información sobre lo que constituye un daño ambiental en virtud del derecho ecuatoriano.

<sup>514</sup> Para obtener más información sobre la práctica en los Bloques durante la operatoria del Consorcio, véanse, por ejemplo: Carta de fecha 28 de enero de 2003 de Luis Cobos (Perenco) a Edgar López (DINAPA) que incluye a modo de adjunto el Programa de Remediación para el Bloque 7, incluido el campo Coca-Payamino, pág. 4 (**Anexo CE-CC-51**) (“El objetivo de la remediación será disminuir la concentración de contaminantes a los límites mínimos establecidos en la columna de ‘Uso industrial’ de la Tabla 6 del Reglamento Ambiental”); Carta de fecha 13 de junio de 2003 de Vicente Inepa (Ministerio de Energía y Minas) a Luis Cobos (Perenco), con la aprobación del plan de remediación para el Bloque 7/CPUF (**Anexo CE-CC-57**); Informe de remediación respecto del incidente en Mono CPF, incluidas las subsiguientes comunicaciones y aprobaciones, desde el mes de julio hasta el mes de octubre de 2008, pág. 4 (**Anexo CE-CC-334**) (“El procedimiento [de remediación] se realizará en las instalaciones de la operadora previstas para el efecto en la Estación Jaguar, hasta que el suelo cumpla con los parámetros de la Tabla 6 del Anexo 2 del RAOH (1215)”); Informe final redactado por el Consorcio sobre la remediación posterior a un incidente de derrame en una línea de flujo en Oso 2 el día 26 de mayo de 2007 (**Anexo E-432**) (“Los resultados de laboratorio cumplieron con el valor mínimo previsto en la Tabla 6 del Anexo 2 del RAOH (1215)”).

*Los Vencedores* es especialmente pertinente, debido a que versa sobre un derrame de crudo de 12 barriles que tuvo lugar en el Bloque 7 el 11 de junio de 2009 cuando el Consorcio aún operaba los Bloques. En dicho caso, la corte se refirió reiteradamente a los límites permisibles especificados en la Tabla 6 del RAOHE, y finalmente determinó que Perenco había remediado correctamente el derrame dentro de tales límites permisibles.<sup>515</sup> Lo mismo puede decirse sobre las auditorías ambientales obrantes en el expediente, bien sea las comisionadas por el Consorcio o por Petroamazonas, las cuales identifican las condiciones ambientales en referencia a los límites permisibles.<sup>516</sup> Resulta interesante que la corte del caso *Los Vencedores* también se refirió al numeral 11 del Artículo 1 del título preliminar del TULAS (que no fue aportado al expediente por Ecuador), el cual expresamente

---

Para obtener más información sobre la práctica en otros Bloques en Ecuador, véase: Informe Final sobre la Remediación Ambiental del Derrame de la Línea de Flujo en el Pozo Sacha 161, 2008, pág. 7 (**Anexo CE-CC-161**) (“El programa de biorremediación tiene por objetivo la descontaminación del área afectada por el derrame ocurrido en la línea de flujo de la plataforma del Pozo Sacha 161 a concentraciones por debajo de los límites permisibles establecidos para los diferentes parámetros que se encuentran en [RAOHE Tabla 6], para el caso de suelos destinados para uso agrícola”).

Para obtener más información sobre la práctica posterior a la Constitución de 2008, véanse: Ecuambiente Consulting Group, Informe de la Biorremediación de Suelos Contaminados Generados en el Derrame de OCP, enero de 2010, pág. 1 (**Anexo CE-CC-231**) (“El proyecto de remediación de suelos contaminados generados en el derrame del OCP debe cumplir con lo establecido en el [RAOHE], tabla 6 que determina los parámetros y límites permisibles que deben ser objeto de control en la remediación de suelos contaminados en todas las fases de la Industria Hidrocarburífera”); Ministerio del Ambiente, Remediación del Impacto Ambiental en el Distrito del Amazonas generado por el Derrame de la Línea de Flujo del Pozo Shushuqui 13, septiembre de 2011, págs. 89-89 (**Anexo CE-CC-257**) (“Los análisis realizados de los suelos del área de influencia directa del derrame, muestran que los niveles de TPHs no son elevados, sin embargo supera los niveles establecidos por el reglamento 1215 [es decir, el RAOHE]”); Informe Final sobre la limpieza y la remediación del pozo Shushuqui 16 redactado por Garner Environmental Services (**Anexo E-429**).

Véase, asimismo: Dirección de Investigaciones y Proyectos Académicos de la Universidad de Guayaquil, Manual de Procedimiento para la Remediación de Zonas Contaminadas Afectadas por la Industria Hidrocarburífera, marzo de 2011, pág. 14 (**Anexo CE-CC-253**) (“Las políticas o normas utilizadas se han basado en el [RAOHE], en su tabla 6 [...], que trata de los límites permisibles para la identificación y remediación de suelos contaminados”).

<sup>515</sup> La corte sostuvo, en su parte relevante: “Por las consideraciones señaladas anteriormente ya que de los análisis de laboratorio tanto de muestras de suelo como de agua del lugar del acontecimiento se establece que no sobrepasan los límites permisibles contemplados en las tablas 4a, 4b y 6 del Reglamento Sustitutivo al Reglamento Ambiental para operaciones Hidrocarburíferas, contenidas en el Decreto ejecutivo No. 1215 y habiéndose justificado la indemnización al directamente afectado Sr. Enrique Galarza, se desprende que ha justificado dicha excepción de inexistencia de daño ambiental propuesta en la audiencia de conciliación”. *Los Vencedores*, pág. 8 (**Anexo CA-CC-57**).

<sup>516</sup> Estudio de Impacto Ambiental Ex-Post en Coca (**Anexo CE-CC-241**); Estudio de Impacto Ambiental Ex-Post en Mono (**Anexo CE-CC-242**); Estudio de Impacto Ambiental Ex-Post en Oso (**Anexo CE-CC-236**); Estudio de Impacto Ambiental Ex-Post en Yuralpa (**Anexo CE-CC-244**); Estudio de Impacto Ambiental Ex-Post en Waponi (**Anexo CE-CC-243**).

hace referencia a los límites permisibles e indica que el deber de reparar y restaurar el medio ambiente surge una vez que se sobrepasan tales límites.<sup>517</sup>

288. También cabe destacar que las 32 Declaraciones de Impacto Ambiental y los Planes de Manejo Ambiental emitidos desde el año 2001 para ambos Bloques (es decir, luego de la promulgación del Decreto 1215), revisados por GSI, demuestran que el RAOHE y el TULAS eran constantemente citados como las normas aplicables.<sup>518</sup> Asimismo, GSI hizo referencia a 20 proyectos de remediación llevados a cabo en otros Bloques en la región de Oriente en los que se aplicaron criterios normativos de la Tabla 6 del RAOHE, y ninguno de ellos requirió que la remediación alcanzara los valores de fondo.<sup>519</sup>
289. De mayor importancia es el hecho de que el propio perito de Ecuador, IEMS, inicialmente pretendió determinar las condiciones ambientales de los Bloques por vía de referencia a los límites permisibles especificados en el RAOHE y el TULAS,<sup>520</sup> antes de recibir instrucciones de Ecuador para la aplicación de valores de fondo sobre la base de que los límites permisibles no eran lo suficientemente protectores del ambiente.<sup>521</sup> Ecuador admitió durante la Audiencia que le solicitó a IEMS la aplicación de valores de fondo,<sup>522</sup> y explicó que IEMS empleó los límites

---

<sup>517</sup> *Los Vencedores*, ¶ 5.4 (**Anexo CA-CC-57**). En su parte relevante, el numeral 11 del Artículo 1 del título preliminar del TULAS reza: “Sin perjuicio de afrontar los asuntos ambientales en forma integral, incluyendo sus regulaciones jurídicas, se dará especial prioridad a la prevención y control a fin de evitar daños ambientales provenientes de la degradación del ambiente y de la contaminación, poniendo atención en la obtención de permisos previos, límites de tolerancia para cada sustancia, ejercicio de la supervisión y control por parte del Estado en las actividades potencialmente degradantes y/o contaminantes. La degradación y la contaminación como ilícitos (*una vez que sobrepasen los límites de tolerancia*) serán merecedoras de sanciones para los infractores, a la vez que su obligación de reparación de los daños causados y de restauración del medio ambiente o recurso afectado” (énfasis agregado por el Tribunal).

<sup>518</sup> GSI IP1, Apéndice B.1. Véase, asimismo: GSI IP1, pág. 39. El Tribunal observa que el Apéndice B.1 contiene una lista de 52 Estudios de Impacto Ambiental y Planes de Manejo Ambiental que abarcan desde el mes de febrero de 1991 al mes de septiembre de 2011, 21 de los cuales fueron generados por el Consorcio. De aquellos generados por el Consorcio, 5 no especifican los criterios normativos utilizados para la calidad del suelo; 4 sólo se refieren a la Tabla 6 del RAOHE; 1 solamente a la Tabla 2 del TULAS; 8 a la Tabla 6 del RAOHE y a la Tabla 2 del TULAS; 2 a la Tabla 6 del RAOHE y a la Tabla 3 del TULAS; y 1 a la Tabla 6 del RAOHE y a las Tablas 2 y 3 del TULAS.

<sup>519</sup> GSI IP1, Apéndice B.2. Véase, asimismo: GSI IP1, págs. 39-40.

<sup>520</sup> IEMS IP1, pág. 25 (la traducción al inglés le pertenece a Ecuador).

<sup>521</sup> Tr. (Día 3) (ESP), 752:4-13, 753:8-16 (Contrainterrogatorio, Alfaro Rodríguez). IEMS lo expresó en los siguientes términos: “Recibimos instrucciones de aplicar un criterio que fuera compatible con la restauración a las condiciones originales. Y eso para nosotros significó valores de fondo”.

<sup>522</sup> Tr. (Día 1) (ESP), 53:6-12 (Alegato de Apertura de Ecuador). Los abogados de Ecuador declararon lo siguiente: “Ecuador no parece comprender cómo en este caso se puede decir que no se tienen que reparar todos los daños ambientales y restaurarlos a sus condiciones

permisibles contenidos en el RAOHE y el TULAS durante su primer muestreo “[s]olo con fines de información”, debido a que IEMS aún no tenía los valores de fondo de referencia a su disposición.<sup>523</sup> IEMS además opinó que los puntos de referencia de Ecuador estaban definidos “arbitrariamente” y que no eran “lo suficientemente protectores de la salud de las personas que habitan en el área”.<sup>524</sup>

290. Sin perjuicio del mérito de estas explicaciones, sigue siendo el caso que IEMS decidió hacer uso de los límites regulatorios en su primer informe y que luego pasó a utilizar valores de fondo bajo el pretexto, según su opinión experta, de que las regulaciones no eran lo suficientemente protectoras. No obstante, en realidad el cambio se dio debido a que fue instruido a hacerlo.<sup>525</sup> En cuanto al argumento de Ecuador de que sus propios límites regulatorios no ofrecen suficiente protección al medio ambiente o a la salud humana, el Tribunal observa que Ecuador estableció los límites permisibles del RAOHE y el TULAS además de adoptar la LGA, la cual no modificó dichos límites luego de la entrada en vigencia de la Constitución de 2008, y que no le corresponde al Tribunal modificar el marco regulatorio debidamente promulgado de Ecuador en lugar de las autoridades competentes. Lo mismo es aplicable al argumento de Ecuador de que sus normas son deficientes debido a que no distinguen entre los diferentes ecosistemas de Ecuador, y que la

---

naturales de origen. Y esa es la razón precisamente por lo cual IEMS, los estratos técnicos de Ecuador, recibieron como instrucción utilizar los 'valores de fondo'”.

<sup>523</sup> SMCC, nota al pie 145. Ecuador indicó que: “Solo con fines de información, IEMS analizó las muestras de suelo recolectadas de acuerdo con los parámetros establecidos en los reglamentos ecuatorianos (RAOHE y TULAS). No obstante, éste enfatiza que los criterios correctos que se han de aplicar a fin de garantizar la reparación total del daño (véase *supra* Sección 2) son los Valores de Referencia reales. Al momento de este primer informe, IEMS aún no tenía los Valores de Referencia, razón por la cual éste aplicó los criterios previstos en los reglamentos con fines comparativos”.

<sup>524</sup> IEMS IP3, pág. 38.

<sup>525</sup> En su tercer informe pericial, IEMS declaró lo siguiente: “En el presente caso, para determinar si un sitio se encuentra contaminado se consideraron como criterio de comparación, acorde con nuestra opinión técnica, las concentraciones de la substancia en cuestión que se encuentran en estado natural presentes en el ambiente en áreas no afectadas por la actividad hidrocarburífera (llamados “valores de fondo” o “criterios de referencia”); si se exceden los valores de fondo, queda demostrado que las operaciones desarrolladas tuvieron un impacto negativo en el ambiente; esto es, que se ha producido una alteración del estado natural, que debería ser restaurado”. IEMS añadió que “[e]n la opinión de experto de IEMS, los criterios estipulados en la normativa ecuatoriana [...] no deben utilizarse de manera general para determinar la responsabilidad [porque] [l]os límites permisibles establecidos en [el TULAS] no parecen estar basados en criterios de protección a la salud del ecosistema o a las personas que habitan en el área impactada, por lo tanto, la efectividad de dichos límites parece ser limitada. Los valores expresados en las regulaciones parecen estar más bien definidos arbitrariamente”, y que “[e]n la opinión de experto de IEMS [...], la obligación de realizar operaciones de limpieza y/o restauración ambiental debe basarse en concentraciones de referencia obtenidas a través de evaluaciones de riesgo a la salud humana y del ambiente”) (énfasis agregado). IEMS IP3, págs. 37-38.

región amazónica debería recibir una protección especial. Tal como fue observado *supra*, la Constitución de 2008 hace especial referencia a la región amazónica y este elemento será de particular relevancia cuando llegue a determinarse el uso de suelo aplicable. No obstante, una vez más, el establecimiento de criterios diferentes para la región amazónica se encuentra dentro de las competencias de las autoridades ecuatorianas, de así deseárselo; no le corresponde a este Tribunal hacerlo.

291. A la luz de lo que anterior, el Tribunal entiende que el daño ambiental se define por vía de referencia a los criterios normativos. En el caso de las operaciones de campos petrolíferos, dichos criterios normativos se encuentran principalmente en el RAOHE, y subsidiariamente en el TULAS. En otras palabras, no podría considerarse que un operador de campos petrolíferos ha causado un daño ambiental si ha cumplido con los límites permisibles, debido a que, precisamente, tales límites permiten determinar el momento en que un impacto negativo supera el umbral de daño.
292. Consecuentemente, el Tribunal recurrirá al RAOHE y al TULAS para definir el daño en virtud de la LGA. En consecuencia, los límites descritos en estas normas establecen el momento en el que los impactos se tornan significativos y, por ende, se convierten en daños, lo que permite inferir que tales límites determinan los casos en los que se afecta el funcionamiento del ecosistema o la renovabilidad de los recursos.<sup>526</sup> En otras palabras, cualquier excedencia de los límites aplicables desencadena una responsabilidad civil extracontractual y la subsecuente obligación de restaurar plenamente de vuelta a tales límites, independientemente de la responsabilidad administrativa paralela y eventuales sanciones.
293. Luego de haber rechazado el argumento de Ecuador sobre los valores de fondo, el Tribunal procederá ahora a analizar los argumentos sobre criterios regulatorios presentados respectivamente por las Partes. El Tribunal comenzará con los límites permisibles aplicables para la remediación de los suelos y, luego de ello, establecerá los criterios aplicables sobre el uso de suelo. Luego de su análisis respecto a la remediación de los suelos, el Tribunal analizará el marco regulatorio aplicable a las piscinas de lodo y a la presunta contaminación de las aguas subterráneas.

---

<sup>526</sup> Véase, la declaración de IEMS de que “se toleran ciertas concentraciones de contaminantes sin alterar sus funciones”[es decir, del medio ambiente], y sin afectar significativamente la salud humana y del ambiente”. IEMS IP1, pág. 20.

## **4.2. Límites permisibles para la remediación de los suelos**

294. Procediendo a analizar el argumento subsidiario de Ecuador para la remediación de los suelos en base a los criterios normativos, el Tribunal debe ahora determinar cuáles estándares son aplicables a las áreas supuestamente afectadas dentro de los Bloques. Las Partes concuerdan con que, bajo el escenario de criterios regulatorios, la Tabla 6 del RAOHE es aplicable a la remediación de los suelos; sin embargo, no están de acuerdo sobre si los valores presentes en dicha tabla deben ajustarse a valores naturales más altos y, de ser así, cuáles serían los valores adecuados (4.2.2). Asimismo, las Partes están en desacuerdo sobre si debe aplicarse la Tabla 2 (tal como alega Ecuador) o la Tabla 3 del TULAS (como sostiene Burlington) en el caso de los parámetros no contemplados en la Tabla 6 del RAOHE (4.2.1).<sup>527</sup>

### **4.2.1. Tabla aplicable en virtud del TULAS para la remediación de los suelos**

295. La Tabla 2 del TULAS, intitulada “criterios de calidad del suelo”, forma parte del Artículo 4.2.1 y enumera los criterios de calidad del suelo para diferentes “parámetros” o sustancias. El Artículo 4.2.1 define los criterios de calidad del suelo como “valores de fondo aproximados o límites analíticos de detección para un contaminante en el suelo”. Asimismo, dispone que los valores de fondo “refieren a los niveles ambientales representativos para un contaminante en el suelo” y que dichos valores “refleja[n] las variaciones geológicas naturales de áreas no desarrolladas o libres de la influencia de actividades industriales o urbanas generalizadas”. En otras palabras, la Tabla 2 sólo contempla los valores de fondo aproximados que reflejan las variaciones naturales de áreas no desarrolladas. Por el contrario, la Tabla 3 se intitula “criterios de remediación o restauración del suelo” y establece los “niveles máximos de concentración de contaminantes de un suelo en proceso de remediación o restauración”. A la luz del objeto de ambas tablas, la Tabla 3 es la fuente adecuada para los parámetros de contaminación del suelo no contemplados en la Tabla 6 del RAOHE.

### **4.2.2. Ajuste a valores naturales más altos**

296. El Tribunal ahora procede a analizar la necesidad de ajustar los límites permisibles para que representen valores naturales más altos. Luego de determinar los valores

---

<sup>527</sup> Los peritos de IEMS indicaron que “[d]ebido a que en este momento no se está llevando a cabo una remediación, no queda claro que los niveles de la Tabla 3 puedan imponerse proactivamente como un nivel máximo de contaminante”. IEMS IP4, pág. 43.

ajustados adoptados por las Partes como así también las justificaciones planteadas por las Partes (Sección a), el Tribunal analizará las metodologías adoptadas por las Partes para calcular sus valores ajustados y luego establecerá los valores ajustados aplicables al presente caso (Sección b).

**a. Posición de las Partes**

297. Las Partes ajustaron los límites permisibles de varios compuestos de manera tal que pudieran incluir concentraciones naturales más altas en los suelos, pero alcanzaron diferentes conclusiones en gran parte debido a que aplicaron metodologías distintas. El Tribunal primero enumerará los valores ajustados adoptados por las Partes ((i) *infra*) y luego las justificaciones planteadas por las Partes ((ii) *infra*).

(i) *Valores ajustados adoptados por las Partes*

298. El perito del Ecuador, IEMS, recolectó 192 muestras de suelo en áreas que no fueron afectadas por las operaciones de campos petrolíferos en pos de calcular las concentraciones naturales de (i) cadmio, níquel y plomo, regulados en la Tabla 6 del RAOHE;<sup>528</sup> y (ii) bario y vanadio, regulados la Tabla 3 del TULAS.<sup>529</sup> Además de realizar sus propios cálculos para los valores de estos compuestos, el perito de Burlington, GSI, también calculó el valor natural del cromo en el Bloque 7, no así en el Bloque 21.<sup>530</sup> Como resultado de ello, ambas Partes adoptaron los valores más altos alcanzados por concepto de criterios de remediación para el bario, cadmio, plomo, níquel y vanadio.<sup>531</sup> Los valores relevantes adoptados por las Partes son los siguientes:<sup>532</sup>

---

<sup>528</sup> Ecuador estableció el valor de fondo para el TPH en cero.

<sup>529</sup> IEMS también evaluó el pH y la conductividad eléctrica pero Ecuador no planteó ningún reclamo respecto de estos dos parámetros. IEMS IP4, pág. 15. Véanse, asimismo: IEMS IP4, Adj. 4; IEMS IP3, Sección IV.1.A, Anexo L.4 y Anexo Y.

<sup>530</sup> GSI IP1, Adj. I, pág. I.6.

<sup>531</sup> IEMS IP4, pág. 44.

<sup>532</sup> Para Ecuador, véanse: IEMS IP4, pág. 44, Tabla 1; RPS IP2, Tabla 3-2, pág. 21. Para Burlington, véase: GSI IP2, Tabla 6.

Sustancia Química	Criterios de Suelo de IEMS (mg/Kg)		Criterios de Suelo de GSI (mg/kg)				
	Criterios "de fondo" de IEMS	Criterios "regulatorios" de IEMS	Norma Aplicable	Industrial	Agrícola	Ecosistema Sensible	Residencial
<b>CPUF / Bloque 7</b>							
Bario	213.1	639.3	TULAS	2000	750	-	706
Cadmio	2	1.9967	RAOH	10	3.8	3.8	-
Cromo	-	60	TULAS	90	65	-	65
Plomo	18.41	80	RAOH	500	100	80	-
Níquel	14.41	40	RAOH	100	50	40	-
Vanadio	106.71	320.75	TULAS	311	311	-	311
TPH	-	1000	RAOH	4000	2500	1000	-
<b>Bloque 21</b>							
Bario	113.93	600	TULAS	2000	750	-	500
Cadmio	1.775	1.775	RAOH	10	2	2	-
Cromo	-	60	TULAS	90	65	-	65
Plomo	18.41	80	RAOH	500	100	80	-
Níquel	34.13	40	RAOH	100	50	47	-
Vanadio	62.31	186.93	TULAS	130	130	-	130
TPH	-	1000	RAOH	4000	2500	1000	-

299. Por consiguiente, en relación con el Bloque 7/CPUF, las Partes coinciden en que la Tabla 6 del RAOHE debe ajustarse para el caso del cadmio, no para el plomo ni el níquel, pero están en desacuerdo sobre el valor ajustado y el uso del suelo relevante. Ecuador alega que el valor del cadmio debe ajustarse a 2 mg/kg para los ecosistemas sensibles, mientras que Burlington arguye que el valor del cadmio debe ajustarse a 3,8 mg/kg tanto para los ecosistemas sensibles como para el suelo de uso agrícola. Asimismo, en relación con los compuestos regulados en virtud del TULAS, las Partes coinciden en que la Tabla 3 del TULAS debe ajustarse en el caso del bario y el vanadio, y no así en el caso del cromo. No obstante, están en desacuerdo respecto de los valores ajustados. Ecuador sostiene que el valor del bario para el uso de suelo debe incrementarse de 500 mg/kg a 639 mg/kg, mientras que Burlington aboga por un aumento hasta 706 mg/kg. Respecto del vanadio, el valor ajustado de Ecuador de 320,75 mg/kg es mayor al valor ajustado de Burlington de 311 mg/kg.

300. En relación con el Bloque 21, las Partes están en desacuerdo sobre el valor ajustado del cadmio para el uso de suelo de ecosistemas sensibles: Ecuador arguye un incremento hasta alcanzar el valor de 1,77 mg/kg, y Burlington de 2 mg/kg. Asimismo, están en desacuerdo sobre si debería ajustarse el valor del níquel en el caso de los ecosistemas sensibles: Burlington argumenta que el valor del níquel debería incrementarse de 40 mg/kg a 47 mg/kg. Además, Ecuador calculó el valor de fondo del bario en 133 mg/kg y los criterios de remediación en 600 mg/kg, mientras que Burlington no brindó ningún valor ajustado para el bario. Por último, Ecuador propuso un valor ajustado de 186 mg/kg para el vanadio, mientras que Burlington no ajustó el límite del vanadio.

(ii) *Justificaciones*

301. En términos generales, el desacuerdo de las Partes sobre el ajuste de criterios normativos con el fin de que reflejen concentraciones naturales más altas en los suelos se suscita esencialmente cuando un parámetro TULAS específico resulta inaplicable y, en tal caso, respecto de si el valor ajustado debería calcularse utilizando el valor promedio de todas las muestras (tal como afirman los peritos de Ecuador) o el límite superior de predicción (“LSP”) del 99% (tal como afirman Burlington y sus peritos).
302. El enfoque adoptado por los peritos de Ecuador puede sintetizarse de la siguiente manera. IEMS recolectó 192 muestras de los Bloques para calcular los valores de fondo.<sup>533</sup> Para IEMS, los valores de fondo en virtud del TULAS están determinados por el cálculo de la media poblacional, es decir, la media del conjunto total de las muestras. Por ende, IEMS calculó la media poblacional al tomar “*todas las partículas de suelo del área no afectada de cada bloque, para obtener el promedio y para calcular la concentración media de todas las partículas*”.<sup>534</sup> Debido a que IEMS no realizó un muestreo de la totalidad de los Bloques, generó un intervalo de confianza (“IC”) en torno a “un rango que contiene la media poblacional con una probabilidad especificada”.<sup>535</sup> IEMS estimó el IC del 99% a partir de las concentraciones medias, de forma tal que existe, a su entender, una “*probabilidad del 99% de que la concentración media de fondo verdadera pero desconocida se encuentre por debajo del valor presentado por IEMS y, por el contrario, una probabilidad de sólo el 1% de que sea superior*”.<sup>536</sup> Según IEMS, este enfoque es “*coherente con la disposición del TULAS, aunque levemente más conservador*”, debido a que utilizar un IC del 95% resultaría en concentraciones de fondo más

---

<sup>533</sup> IEMS IP4, Adj. 4.

<sup>534</sup> IEMS IP4, pág. 16. Para otorgar representatividad al hecho de que “*las diferentes poblaciones pueden tener diferentes distribuciones y una variabilidad diferente*” a lo largo de los dos Bloques, IEMS clasificó los resultados de las muestras de suelo en cuatro grupos en función del bloque y la profundidad de la muestra conforme al “*Capítulo 4 de PROUCL Versión 4.0 Guía Técnica, EPA/600/R-07/041 (Agencia de Protección Ambiental de los EE.UU., 2007)*”. El análisis de la varianza de IEMS demostró que, salvo en el caso del plomo, los parámetros no eran estadísticamente similares entre el Bloque 7 y el Bloque 21. Por consiguiente, IEMS calculó los valores de fondo del Bloque 7 y del Bloque 21 independientemente, salvo en el caso del plomo en el cual los análisis de varianza demostraron que los resultados eran estadísticamente similares a lo largo de los Bloques pero estadísticamente diferentes entre las muestras tomadas a una profundidad menor al metro y aquellas tomadas a más de un metro. Por ende, IEMS calculó por separado los valores de fondo en el caso del plomo para las muestras recolectadas a una profundidad menor a un metro y aquellas recolectadas a una profundidad mayor a un metro. Véase: IEMS IP4, pág. 18.

<sup>535</sup> *Id.*, pág. 16.

<sup>536</sup> *Id.*, pág. 17.

bajas, aumentando así la dimensión del área contaminada.<sup>537</sup> Por lo tanto, en el caso del bario en el Bloque 7, por ejemplo, IEMS calculó la media poblacional en un valor de 183,65 mg/kg, con un valor de IC del 99% fijado en 213,10 mg/kg, mientras que un intervalo de confianza del 95% hubiese resultado en un valor de 203,21 mg/kg. En otras palabras, si se seleccionara el método de IC del 99%, tal como alega IEMS, existe una probabilidad del 99% de que el valor de fondo en el caso del bario se encuentre por debajo de 213,10 mg/kg y una probabilidad del 1% de que sea superior a dicho valor.

303. IEMS luego comparó los valores del IC del 99% con los valores de la Tabla 2 del TULAS y procedió a calcular los criterios regulatorios ajustados al triplicar los valores de fondo específicos del sitio “o al multiplicar por 3 los criterios de la Tabla 2 (valores de fondo generales), lo que fuera más alto”.<sup>538</sup> IEMS resaltó que, por el contrario, “el uso selectivo de los criterios” llevado a cabo por GSI al calcular los valores de fondo como el LSP del 99% resulta “erróneo y poco confiable”, debido a que “no cumple con los requisitos regulatorios”.<sup>539</sup> Para IEMS, ninguna disposición establece que los valores de fondo deben calcularse mediante la comparación entre el LSP del 99% y cualquiera de las tablas incluidas en el TULAS, y mucho menos la Tabla 3, tal como lo hizo GSI. En vez de utilizar el LSP del 99%, GSI debería haber calculado la “verdadera media poblacional” de la totalidad de las 192 muestras en pos de estimar el IC del 99%.<sup>540</sup> IEMS también sostuvo que GSI llevó a cabo una “manipulación tendenciosa”, debido a que el “99° percentil es el valor que está por encima del 99% del conjunto de datos” y, por consiguiente, incrementó artificialmente la “tolerancia de la contaminación”.<sup>541</sup> En otras palabras, si GSI hubiese aplicado un LSP del 100%, el valor de fondo habría sido equivalente al valor medido más alto en muestras de suelo limpio. De modo similar, luego de que GSI eliminara los valores atípicos, su enfoque del 99° percentil resultó en un valor de fondo superior al 99% del conjunto de datos y, por consiguiente, resultó sesgado y excesivamente conservador.
304. Los peritos de Ecuador de RPS coinciden con IEMS en que el uso de GSI del LSP del 99% no es coherente con la metodología especificada en el TULAS. RPS

---

<sup>537</sup> *Id.*, págs. 17, 46.

<sup>538</sup> *Id.*, pág. 46.

<sup>539</sup> *Id.*, pág. 18.

<sup>540</sup> *Id.*, págs. 16, 18.

<sup>541</sup> *Id.*, pág. 19.

explica que los criterios de remediación para un parámetro en particular no son aplicables en el caso de que “*el criterio de remediación para un parámetro sea menor a la concentración de fondo*”.<sup>542</sup> En tales casos, el “*valor umbral de fondo*” (“VUF”) es equivalente al triple de la media del valor de fondo. Es decir, si las concentraciones de un campo petrolífero exceden el VUF, “*entonces será necesario realizar una remediación y el nivel de limpieza real (criterios de remediación) se establecerá en un valor equivalente a 1,5 veces el conjunto de datos de fondo*”.<sup>543</sup> Si bien los criterios de remediación de GSI específicos para cada bloque equivalentes a 3 veces el valor promedio del fondo son correctos, RPS alega que GSI también debería haber calculado “*los criterios de remediación a un valor igual a 1,5 veces la concentración de fondo promedio*”.<sup>544</sup> Por el contrario, el enfoque de GSI subestima el volumen de los suelos afectados que deben remediarse. Asimismo, RPS resalta el uso por parte de GSI de “*valores incorrectos para los valores de fondo de las concentraciones de suelo*”, al señalar las discrepancias entre la información utilizada por GSI en el software ProUCL con la concentración de suelo de fondo incluida en la Tabla D.18 de GSI intitulada *Resultados Analíticos para las Concentraciones de Metal de Fondo*.<sup>545</sup>

305. GSI adopta un enfoque diferente para calcular los valores de fondo. Si bien GSI acepta que las evaluaciones de IEMS pueden ser representativas de las condiciones del suelo de fondo, GSI critica el “*error conceptual fundamental*” cometido por IEMS al calcular los valores de fondo de las concentraciones de metal.<sup>546</sup> Al calcular el límite superior de confianza del 99% sobre la concentración media, GSI considera que IEMS adoptó una concentración media ajustada que sólo excede levemente el promedio “*pero que se encuentra muy por debajo de rango superior de concentraciones observado en las muestras limpias*”; ello resultó, por lo tanto, en que “*aproximadamente un 80% de suelos los limpios en todos los sitios*” fueran clasificados por IEMS como contaminados.<sup>547</sup>

---

<sup>542</sup> RPS IP2, pág. 18.

<sup>543</sup> *Ibid.*

<sup>544</sup> *Id.*, pág. 19.

<sup>545</sup> *Ibid.* RPS señaló en especial a la muestra CO11-BKGD1-1.90-2.70 debido a que contenía una “*verdadera concentración de bario*” de 250 mg/kg, mientras que GSI utilizó un valor de 1200 mg/kg como cálculo de fondo.

<sup>546</sup> GSI IP1, pág. 37.

<sup>547</sup> *Id.*, págs. 38-39.

306. Según GSI, en la práctica, los valores de fondo se “establecen comúnmente dentro del rango de las concentraciones observadas, o cerca de él (por ejemplo, 99° percentil), en relación con un compuesto presente en suelos “limpios” sin adulterar”.<sup>548</sup> Según GSI, la aplicación del LSP constituye “una técnica estadística muy reconocida” que “puede emplearse como una medida conservadora del rango superior de los valores normales de las concentraciones de metal”, en la cual el LSP se define “como el valor en el cual se incluye un determinado porcentaje de la muestra poblacional de fondo” y corresponde al “extremo superior del rango normal de la concentración de fondo medida”.<sup>549</sup> A tal efecto, GSI llevó a cabo muestreos adicionales de los valores de fondo del suelo mediante la recolección de 91 muestras adicionales, incluidas 12 muestras duplicadas en el CPUF y el Bloque 7.
307. El enfoque de GSI puede sintetizarse de la siguiente manera: en primera instancia, GSI compiló todas las muestras de fondo en una base de datos de Microsoft Access y comparó las distribuciones poblacionales de las concentraciones de metal en ambos Bloques. Al aplicar la prueba estadística de Wilcoxon-Mann-Whitney, GSI luego determinó que las concentraciones medias de fondo de todos los metales, salvo en el caso del plomo y el níquel en el Bloque 7, eran diferentes de aquellas en el Bloque 21, lo cual justificaba evaluar las muestras de suelo de fondo extraídas del CPUF/Bloque 7 y del Bloque 21 como “dos poblaciones de fondo diferentes, que representaban las condiciones específicas de cada sitio”.<sup>550</sup> Debido a que la comparación de las muestras de IEMS y GSI recolectadas en CPUF/Bloque 7 presentó poblaciones de fondo similares, GSI combinó sus resultados analíticos con aquellos de IEMS “para crear un conjunto de datos integral sobre valores de fondo de suelo (CPUF/Bloque 7) compuesto por 243 muestras de suelo sin adulterar”.<sup>551</sup>
308. A continuación, GSI excluyó los valores atípicos de las poblaciones de fondo en el cálculo del LSP mediante la aplicación de la Prueba de Valores Atípicos de Rosner

---

<sup>548</sup> GSI IP1, Ap. I, pág. I.1. Véase, asimismo: IP1, pág. 37 (“Según las directrices técnicas aceptadas, los niveles “de fondo” de metales en los suelos se establecen normalmente dentro o cerca del límite superior de las concentraciones observadas, de manera tal que una concentración que supere este nivel (es decir, más allá del rango de las observaciones) puede ser considerada anormal y posiblemente indicativa de un impacto”).

<sup>549</sup> GSI IP1, págs. 37-38; GSI IP1, Ap. I., pág. I.3, en referencia a: USEPA 1989, 1992, 2009; Idaho DEQ, 2009; Sara, 2003.

<sup>550</sup> GSI IP1, Ap. I, pág. I.1. Véase, asimismo: GSI IP1, Ap. I, Tablas I.2 y I.3.

<sup>551</sup> *Id.*, Ap. I, pág. I.3.

en el software ProUCL.<sup>552</sup> GSI también utilizó la mitad del valor de detección para las concentraciones que no presentaron detecciones. Luego de derivar el LSP del 99% para cada conjunto de datos,<sup>553</sup> GSI evaluó el valor del LSP del 99% en comparación con la población de metales medidos en las muestras de suelo de fondo.<sup>554</sup> Por último, procedió a ajustar los criterios de limpieza de suelo con base en las normas aplicables establecidas en el RAOHE y el TULAS.<sup>555</sup> Para GSI, el hecho de que se excluyeran los valores atípicos y de que más del 1% de las muestras de suelo limpio excedieran el LSP del 99% en el caso de varios metales (bario, cadmio y níquel) confirma que su enfoque resulta conservador.<sup>556</sup> GSI refuta la crítica de IEMS de que los valores atípicos sólo deberían eliminarse luego de una cuidadosa revisión y de que la Prueba de Valores Atípicos de Rosner debería utilizarse exclusivamente cuando los datos cumplen con una distribución normal, al declarar que la inclusión de los valores atípicos habría desequilibrado el LSP del 99% hacia estimaciones menos conservadoras.<sup>557</sup>

---

<sup>552</sup> *Id.*, Ap. I, Adj. I.1.

<sup>553</sup> GSI explicó su enfoque de la siguiente manera: “Los LSP pueden calcularse con el uso de métodos paramétricos, mediante los cuales se asume que la información despliega un patrón normal en forma de campana, o métodos no-paramétricos, mediante los cuales la información no exhibe una distribución predecible (por ejemplo, los datos pueden estar altamente desequilibrados hacia concentraciones bajas o altas). La aplicación de métodos estadísticos no paramétricos a los datos de distribución normal es aceptable, aunque la situación inversa (aplicación de métodos estadísticos paramétricos a datos no paramétricos) no es adecuada [...] [T]odos los metales presentes en la región CPUF/Bloque 7 y Bloque 21 mostraban distribuciones poblacionales no paramétricas, salvo en el caso del plomo, el cual exhibía una distribución normal para tanto la región CPUF/Bloque 7 como para el Bloque 21, y el cromo, el cual exhibía una distribución normal para la región CPUF/Bloque 7. El LSP del 99% para cada uno de estos metales en la región del CPUF/Bloque 7 y el Bloque 21 se calculó en ese momento conforme a la respectiva distribución poblacional utilizando el Software ProUCL [...]. Debido a que los LSP del 99% no paramétricos en el caso del plomo en la región CPUF/Bloque 7 y en el Bloque 21 eran efectivamente equivalentes al LSP del 99% paramétrico o inferiores (es decir, más conservadores), se ha seleccionado la estadística del LSP del 99% no paramétrico como una representación conservadora de los valores de fondo en el caso del plomo dentro de las áreas geográficas adecuadas. Por el contrario, se seleccionó el LSP del 99% paramétrico en el caso del cromo para el CPUF/Bloque 7 como una representación conservadora del valor de fondo del cromo en los suelos de la región CPUF/Bloque 7”. GSI IP1, Adj. I, pág. I.4. GSI agregó que “[e]n los casos en que las poblaciones de fondo de la región CPUF/Bloque 7 y del Bloque 21 contenían medidas no detectables, se utilizó el método de estimación Kaplan Meier al determinar estadísticas de resumen (por ejemplo, medio y desviación estándar) para el cálculo del LSP del 99%”. GSI IP1, Adj. I, pág. I.5.

<sup>554</sup> GSI deseaba confirmar que el LSP del 99% brinda “cálculos razonables del rango normal de metales en suelos de fondo”. Concluyó que en base al pequeño porcentaje de las muestras limpias que exceden el LSP del 99%, este método fue útil como una estimación adecuada del “rango típico de metales en suelos de fondo”, lo cual también confirma que los cálculos son conservadores. GSI IP1, Ap. I, pág. I.8.

<sup>555</sup> *Id.*, Ap. I, pág. I.8.

<sup>556</sup> *Id.*, Ap. F, pág. F.3.1.2.

<sup>557</sup> GSI IP2, Ap. F, págs. F.3.1.2-F.3.1.2.

309. En lo que respecta a la Tabla 6 del RAOHE, GSI considera que el nivel de fondo del LSP del 99% es el criterio de limpieza apropiado para los productos químicos cuyo para los cuales el nivel de fondo relevante del LSP del 99% excede los criterios regulatorios.<sup>558</sup> Respecto del TULAS, GSI opina que IEMS no sólo malinterpretó el TULAS, sino que tergiversó el enfoque de GSI,<sup>559</sup> el cual explica en los siguientes términos: “*en el caso de sustancias químicas para las cuales el nivel de fondo relevante del LSP del 99% excedió el nivel de limpieza regulatorio dispuesto en la Tabla 3 del TULAS (lo que significa que el nivel de limpieza no es aplicable), un nivel de acción equivalente al triple de la concentración de fondo promedio medida para esa sustancia química [debe utilizarse] como el nivel de limpieza adecuado específico para el sitio*”.<sup>560</sup> Por consiguiente, esto no sólo reconoce que una remediación por debajo de las concentraciones naturales de fondo es “*inviabile*”, sino también que “*un factor adicional de ‘relevancia’ se aplica ‘para indicar más precisamente las condiciones anormales que pueden justificar la acción’*”.<sup>561</sup>
310. En otras palabras, debido a que el TULAS no define los casos en los que un criterio de remediación relevante resulta inaplicable, GSI señaló que “*la única interpretación razonable*” es que un criterio es inaplicable “*cuando es menor al rango observable de concentraciones limpias de fondo*”.<sup>562</sup> Por consiguiente, si el LSP del 99% de un determinado parámetro excede el criterio de remediación, GSI calculó un criterio sustituto tal como prescribe el TULAS al (i) establecer los valores de fondo promedio, (ii) calcular un criterio sustituto mediante la multiplicación por tres de la concentración media de las muestras de suelo de fondo limpias, y (iii) comparar las concentraciones en el área impactada con el criterio sustituto para determinar si se requiere una remediación.<sup>563</sup> En contraste, según GSI, el efecto del enfoque de IEMS es “*absurdo*” debido a que el 84% absoluto de las muestras limpias reales de IEMS requieren una limpieza en virtud de su enfoque, lo cual constituye una “*seria sobreestimación de los requisitos de limpieza*”.<sup>564</sup> Al ignorar que el TULAS específicamente requiere que las mediciones de suelo sean comparadas con un

---

<sup>558</sup> GSI IP1, Ap. I, pág. I.9; GSI IP2, Ap. F, págs. F.3.1.7-F.3.1.8.

<sup>559</sup> GSI IP2, Ap. F, págs. F.3.1.4-F.3.1.5.

<sup>560</sup> GSI IP1, Ap. I, pág. I.9; GSI IP2, Ap. F, pág. F.3.1.8.

<sup>561</sup> GSI IP1, Ap. I, pág. I.9.

<sup>562</sup> GSI IP2, Ap. F, pág. F.3.1.4.

<sup>563</sup> *Id.*, pág. F.3.1.7.

<sup>564</sup> *Id.*, págs. F.3.1.6-F.3.1.7.

criterio sustituto que sea tres veces la concentración de fondo promedio, IEMS concluyó erróneamente que el 84% de los suelos limpios estaban contaminados.<sup>565</sup>

311. Para GSI, RPS también malinterpretó el TULAS al afirmar que un criterio relevante es inaplicable cuando el valor promedio de las muestras de fondo limpias es superior al criterio relevante.<sup>566</sup> Este enfoque resulta “*irracional*” según GSI, debido a que ello significaría que “*aproximadamente la mitad de las muestras limpias utilizadas para representar las condiciones de fondo presentes de manera natural requerirían una remediación en virtud de las normas del TULAS*”.<sup>567</sup> Asimismo, RPS aplicó incorrectamente el TULAS al sostener que el valor umbral de fondo debería calcularse mediante la aplicación de tres veces la concentración media de fondo. Según GSI, el TULAS ordena que debería utilizarse el triple del valor promedio como criterio regulatorio de reemplazo “*sólo cuando el criterio regulatorio establecido en el TULAS resulta “inaplicable”*”.<sup>568</sup> RPS también interpretó erróneamente las acciones de GSI al señalar que GSI debería haber calculado los criterios de remediación reales como 1,5 veces el valor promedio de la concentración de fondo.<sup>569</sup> GSI explicó que el volumen de los suelos que sufrieron impacto debería determinarse utilizando tres veces el valor promedio del conjunto de datos de fondo, y el TULAS sólo requiere que dicho volumen de suelo sea remediado hasta alcanzar 1,5 veces el nivel de las muestras de fondo promedio.<sup>570</sup> En consecuencia, el enfoque de RPS para calcular los criterios de remediación de los suelos viola el TULAS, debido a que RPS “*reemplazó los criterios de Ecuador con un valor equivalente a 1,5 veces la concentración de fondo promedio*”.<sup>571</sup>

## **b. Análisis**

### *(i) Observaciones preliminares*

312. Desde el inicio, el Tribunal observa que, con ligeras divergencias, ambas Partes aceptaron que sus valores de fondo son aplicables al bloque en su totalidad, si bien las concentraciones de fondo reales pueden variar significativamente de un sitio a

---

<sup>565</sup> *Id.*, pág. F.3.1.7; C-EPA, ¶ 107.

<sup>566</sup> GSI IP2, Ap. F, pág. F.3.2.1.

<sup>567</sup> *Id.*, pág. F.3.2.2.

<sup>568</sup> *Id.*, pág. F.3.2.3.

<sup>569</sup> *Id.*, pág. F.3.2.3.

<sup>570</sup> *Id.*, pág. F.3.2.3-F.3.2.4 (“*el TULAS no establece en ninguna disposición que las muestras de suelo con concentraciones que exceden un valor de 1,5 veces el promedio de las muestras de fondo requieren una remediación*”).

<sup>571</sup> *Id.*, pág. F.3.2.5.

otro dentro del mismo bloque. Asimismo, el Tribunal observa que ninguna de las Partes ha señalado una práctica en la que los criterios regulatorios hubieran sido ajustados para incluir concentraciones naturales más altas en los Bloques.

(ii) *Metodologías para ajustar valores en virtud del RAOHE y el TULAS*

313. La Tabla 6 del RAOHE y el Artículo 4.1.3.3 del TULAS permiten la adaptación de los límites permisibles de modo tal que consideren que las concentraciones naturales de determinadas sustancias químicas presentes en el suelo exceden los límites permisibles para tales sustancias. No obstante, estas dos normas adoptan diferentes enfoques. La Tabla 6 del RAOHE dispone que los límites de la Tabla 6 “se pueden incrementar” en los casos en que sean sobrepasados por las concentraciones naturales.<sup>572</sup> La utilización de la palabra “incrementar” descarta la afirmación de Ecuador de que tales límites también pueden ajustarse hacia abajo. Por otra parte, la Tabla 6 del RAOHE no indica la manera en la que se deben evaluar las concentraciones naturales o cómo ajustar los límites permisibles para que sean incluidas.

314. El Artículo 4.1.3.3 del TULAS adopta un enfoque diferente respecto del ajuste de los criterios de remediación:

“Ante la inaplicabilidad para el caso específico de algún parámetro establecido en la presente norma o ante la ausencia en la norma de un parámetro relevante para el suelo bajo estudio, la Entidad Ambiental de Control adoptará el siguiente criterio de evaluación: El regulado deberá establecer los valores de fondo o de referencia del parámetro de interés presente en el suelo. El regulado determinará la concentración presente o actual del parámetro bajo estudio en el área afectada. Así, se procede a comparar los resultados obtenidos de la concentración presente en el suelo contra los valores de fondo. Se considera en general que una concentración presente mayor tres veces que el valor de fondo para el suelo denota contaminación que requiere atención inmediata por parte de la Entidad Ambiental de Control. [...] El procedimiento descrito será coordinado y supervisado por la entidad ambiental de control”.<sup>573</sup>

315. Esta disposición luego establece que el modo más confiable para calcular las concentraciones naturales es la recolección de muestras en aquellas “partes inmediatas fuera del área bajo estudio” no afectadas por la contaminación local. En

---

<sup>572</sup> “De presentar los suelos naturales (no contaminados) del área concentraciones superiores a los límites establecidos, se pueden incrementar los valores del respectivo parámetro hasta este nivel, siempre que se haya comprobado este fenómeno estadísticamente a través de un monitoreo de suelos no perturbados ni influenciados en el mismo área”. RAOHE, Anexo 2, Tabla 6 (**Anexo EL-174**).

<sup>573</sup> TULAS, Libro VI, Anexo 2, Artículo 4.1.3.3 (**Anexo EL-173**).

el caso de “ausencia total” de dichos valores en las áreas inmediatas alrededor de la zona bajo estudio, se podrán obtener los valores de fondo de áreas regionales o nacionales. Más específicamente, dicha disposición brinda indicaciones respecto del muestreo:

“Para determinar el valor de fondo o de referencia, al menos 5 muestras deben ser tomadas, si se toman entre 5 a 20 muestras, el valor promedio debe ser seleccionado como valor de fondo”.<sup>574</sup>

316. En síntesis, mediante diferentes enfoques, tanto el RAOHE como el TULAS permiten el ajuste de los criterios de remediación relevantes de manera tal que incluyan concentraciones naturales más altas presentes en los suelos. Por un lado, la Tabla 6 del RAOHE meramente establece que los límites permisibles pueden ajustarse hacia arriba cuando las concentraciones naturales excedan los criterios normativos sin especificar cómo debe realizarse. Por otro lado, el TULAS establece que la contaminación existe cuando la concentración en el suelo excede el triple del valor de fondo promedio en el caso en que determinado parámetro esté ausente o sea inaplicable. Además, el TULAS dispone que los valores de fondo deben determinarse mediante la toma de al menos 5 muestras y que “si se toman entre 5 a 20 muestras, el valor promedio debe ser seleccionado como valor de fondo”.<sup>575</sup> Esta formulación es confusa, podría interpretarse que sugiere otra metodología en el caso de que se tomen más de 20 muestras. Debido a que la norma no establece una metodología alternativa, el Tribunal descarta dicha sugerencia. Por ende, resuelve que, en los casos en que IEMS recolectó 192 muestras, el valor promedio debe, en cualquier caso, calcularse en cumplimiento del TULAS.
317. Las Partes discrepan significativamente sobre la metodología adecuada para el ajuste de los límites permisibles. Los peritos de Ecuador pertenecientes a IEMS adoptaron el IC del 99% en aras de determinar la concentración de fondo promedio, mientras que los peritos de GSI presentados por Burlington señalaron que la metodología adecuada consistía en calcular el LSP del 99% para cada metal en las muestras de suelo de fondo limpio. En dicho contexto, el Tribunal observa que ni el RAOHE, ni el TULAS mencionan ninguna de estas dos metodologías; el TULAS sólo se refiere, como se ha mencionado *supra*, al valor de fondo “promedio”.<sup>576</sup> El Tribunal también observa que GSI, si bien invoca “*directrices técnicas aceptadas*”,

---

<sup>574</sup> *Ibid.*

<sup>575</sup> *Ibid.*

<sup>576</sup> *Ibid.*

en especial aquellas de la Agencia de Protección Ambiental de los EE.UU., aunque ninguna incluida dentro del sistema jurídico ecuatoriano, indicó que el recurso al LSP del 99% “*puede emplearse como una medida conservadora del rango superior de los valores normales de las concentraciones de metal*”,<sup>577</sup> y que “*entend[ían] [...] que debería aplicarse un criterio técnico razonable en dicha determinación*”.<sup>578</sup> Ante la ausencia de cualquier disposición expresa en el reglamento, el Tribunal no se encuentra inclinado a aplicar el enfoque de GSI y, por lo tanto, se basa en el enfoque de IEMS de calcular el IC del 99%, aun si no resulta estrictamente compatible con el TULAS. Ello es así debido a que el IC del 99% constituye un método ligeramente más conservador que el valor promedio; sólo existe una probabilidad del 1% de que la concentración promedio de fondo exceda el intervalo de confianza calculado por IEMS. Por consiguiente, el Tribunal calculará los valores de fondo sobre la base de la concentración de fondo promedio ajustada según el IC del 99%.

(iii) *Valores ajustados determinados por el Tribunal*

318. En relación con el RAOHE, el Tribunal observa que la única discrepancia entre las Partes recae en los valores de cadmio para ambos Bloques y el valor de níquel del Bloque 21. IEMS acepta que los criterios para el uso del suelo en un ecosistema sensible respecto del cadmio deben ajustarse a 2 mg/kg en el caso del Bloque 7, que es el mismo criterio aplicable al uso agrícola del suelo, y a 1,77 mg/kg en el caso del Bloque 21. Por su parte, GSI calculó el valor de fondo respecto del cadmio para el Bloque 7 en 3,8 mg/kg, lo cual requiere, a su juicio, un ajuste de los criterios del ecosistema sensible y del uso agrícola del suelo. Respecto del níquel, GSI calculó el valor de fondo para el Bloque 21 en 47 mg/kg, en lugar de 40 mg/kg. En consonancia con su decisión de descartar la utilización por parte de GSI del LSP del 99% para calcular los valores de fondo, el Tribunal ajustará los criterios aplicables al cadmio de la siguiente manera: 2 mg/kg para el Bloque 7 y 1,77 mg/kg para el Bloque 21. Del mismo modo, el Tribunal no ajustó el valor de níquel en el caso del Bloque 21. Este enfoque es coherente con las pocas instancias prácticas que el Tribunal ha discernido en el expediente. Por ejemplo, el Tribunal observa que, en dos informes de remediación relativos a los derrames en Oso 2 en el año 2007 y en Mono CPF en el año 2008, se sostuvo que el valor de cadmio aplicable

---

<sup>577</sup> GSI IP1, pág. 38.

<sup>578</sup> GSI IP2, Ap. F, pág. F.3.2.2 (énfasis agregado por el Tribunal).

para el uso agrícola del suelo era 2 mg/kg, y no el 3,8 mg/kg definido por actualmente por Burlington.<sup>579</sup>

319. Respecto del TULAS, existe un primer desacuerdo significativo entre las Partes sobre los momentos en los que un criterio específico resulta inaplicable en virtud del TULAS, lo cual justifica que se realice el ajuste de dicho criterio para reflejar las condiciones de fondo. Según IEMS, un criterio determinado es inaplicable si las concentraciones de fondo promedio exceden el criterio dispuesto en la Tabla 2 del TULAS.<sup>580</sup> RPS también señala que un criterio de remediación no es aplicable, por ejemplo, si el criterio de remediación para un parámetro es menor a la concentración de fondo.<sup>581</sup> Por su parte, GSI indicó que un criterio de remediación debe considerarse inaplicable en virtud del TULAS “*en los casos en que sea menor al rango observable de las concentraciones de fondo limpias*”; es decir, sólo si el LSP del 99% excede el criterio establecido en la Tabla 3, en cuyo caso debería calcularse un criterio ajustado mediante la multiplicación de las concentraciones de fondo promedio por tres.<sup>582</sup>
320. El TULAS contempla el ajuste de los criterios de remediación en dos escenarios, a saber en el supuesto (i) de la “inaplicabilidad para el caso específico de algún parámetro establecido en la presente norma”, o (ii) ante la “ausencia en la norma de un parámetro relevante para el suelo bajo estudio”.<sup>583</sup> *Ab initio*, el Tribunal resalta que, mientras que el TULAS versa sobre la “inaplicabilidad de algún parámetro” relevante para el caso específico, ello debe interpretarse correctamente a fines presentes como la inaplicabilidad de cualquier criterio para un parámetro relevante (ya que sería contradictorio establecer nuevos criterios para un parámetro que se considera inaplicable). El Tribunal observa que ninguna de las Partes argumentó que en el presente caso el TULAS no brinda un parámetro relevante, sino que abogaron por diferentes interpretaciones sobre los casos en los que el criterio de determinado parámetro es inaplicable. En este contexto, el Tribunal recuerda que la Tabla 3 del TULAS contempla cuatro usos del suelo, a saber, industrial, comercial,

---

<sup>579</sup> Informe de remediación respecto del incidente en Mono CPF, incluidas las subsiguientes comunicaciones y aprobaciones, desde el mes de julio hasta el mes de octubre de 2008, págs. 16, 17 y 19 (**Anexo CE-CC-334**); Informe final del Consorcio sobre la remediación luego de un incidente de derrame en una línea de flujo en Oso 2 el día 26 de mayo de 2007, págs. 5-9 (**Anexo E-432**).

<sup>580</sup> IEMS IP4, pág. 46.

<sup>581</sup> RPS IP2, pág. 18.

<sup>582</sup> GSI IP2, Adj. F, pág. F.3.2.2.

<sup>583</sup> TULAS, Libro VI, Anexo 2, Artículo 4.1.3.3 (**Anexo EL-173**).

agrícola y residencial, pero no brinda criterios específicos para el uso del suelo de un ecosistema sensible. Por ende, puede considerarse razonablemente que los criterios de remediación establecidos en el TULAS son inaplicables para el uso del suelo de un ecosistema sensible y que deberían estipularse nuevos criterios para esta hipótesis en cumplimiento del procedimiento descrito en el Artículo 4.1.3.3. Ello también descarta la necesidad de escoger entre los criterios para el uso agrícola o residencial como indicador sustituto del uso del suelo en un ecosistema sensible.

321. En consonancia con su decisión de no usar el LSP del 99% de GSI, el Tribunal también rechaza la interpretación de GSI de que un determinado criterio se torna inaplicable sólo si el valor del LSP del 99% excede el criterio relevante planteado en la Tabla 3. Para el Tribunal, el enfoque correcto para establecer límites permisibles nuevos o ajustados para el uso del suelo de un ecosistema sensible consiste en multiplicar el valor de fondo promedio por tres, y comparar dicho valor con los criterios relevantes descritos en la Tabla 3 del TULAS. Este enfoque descarta la crítica planteada por GSI de que basarse en los valores de fondo promedio implicaría que las muestras limpias se consideren como contaminadas; un argumento que sería válido para el caso de valor de fondo de Ecuador (el cual fue rechazado *supra*), pero no para el caso de los criterios regulatorios de Ecuador. Consecuentemente, por ejemplo, en relación con el bario, IEMS calculó un valor de fondo promedio de bario para el Bloque 7/CPUF de 213,10 mg/kg, lo cual significa que el límite permisible para el bario en dicho bloque es de 639,30 mg/kg. Este valor pareciera ser razonable cuando se compara con el límite permisible de 750 mg/kg para el uso agrícola del suelo y de 500 mg/kg para el uso residencial del suelo.<sup>584</sup>
322. La cuestión es diferente en el caso del vanadio en el Bloque 7, el único otro parámetro respecto del cual las Partes discrepan sobre el valor ajustado. No obstante, las Partes coinciden en que los límites permisibles para todos los usos del suelo deberían ajustarse hacia arriba. Por ende, este es ciertamente un caso en el cual los criterios normativos de remediación requieren un ajuste. Según el Tribunal, un determinado criterio se torna inaplicable (i) si el valor de fondo promedio excede

---

<sup>584</sup> El Tribunal observa que en el caso del Bloque 21, IEMS calculó el valor de fondo promedio de bario en 113,93 mg/kg, pero multiplicó el valor del bario de 200 mg/kg establecido en la Tabla 2 por tres estimando así un límite permisible de 600 mg/kg para el uso del suelo de un ecosistema sensible. GSI calculó el LSP del 99% en 163 mg/kg. Debido a que Burlington no objetó específicamente al uso por parte de Ecuador de un valor de 600 mg/kg en el caso del uso del suelo de un ecosistema sensible, y en su lugar argumentó que el uso primario del suelo en el Bloque 21 es agrícola, el Tribunal acepta el valor de IEMS de 600 mg/kg para el uso del suelo de un ecosistema sensible en el Bloque 21.

los criterios de calidad del suelo establecidos en la Tabla 2 y (ii) si los criterios recientemente ajustados, calculados como el triple del valor de fondo promedio, exceden cualquier límite permisible determinado. Consecuentemente, en el caso del vanadio, los criterios relevantes para los usos del suelo contemplados (es decir, industrial y agrícola) deben ajustarse debido a que el valor de fondo promedio calculado por IEMS de 106,71 mg/kg excede el criterio de 25 mg/kg descrito en la Tabla 2. También en esta instancia, el Tribunal se basará en el valor de fondo promedio calculado por IEMS en 106,71 mg/kg, ajustando así el límite permisible a 320,75 mg/kg.<sup>585</sup> Asimismo, el Tribunal adopta este valor para el uso del suelo de un ecosistema sensible. Si bien este valor es levemente superior a aquel calculado por GSI (es decir, 311 mg/kg), el Tribunal observa que no existe ninguna diferencia en términos de los volúmenes reales de los suelos a ser remediados debido a que no existen muestras que informen valores de vanadio entre aquellos propuestos por cada Parte. Por las mismas razones, el Tribunal adopta el valor ajustado de Ecuador de 186 mg/kg en el caso del vanadio respecto del Bloque 21 para los usos de suelo industriales y agrícolas, así como para el uso del suelo de un ecosistema sensible.

323. Por último, el Tribunal rechaza el enfoque de RPS del cálculo de los criterios de remediación como el resultado de 1,5 veces el valor de las concentraciones promedio de fondo, debido a que el volumen de suelos contaminados se determina sobre la base del límite permisible ajustado (es decir, un múltiplo de tres del valor de fondo promedio); no sobre los criterios de remediación establecidos en el TULAS (es decir, un múltiplo de 1,5 veces del valor de fondo promedio). Tal como señalara correctamente GSI, *“el TULAS no establece en ninguna disposición que las muestras de suelo con concentraciones que exceden un valor de 1,5 veces el promedio de las muestras de fondo deben remediarse”*, debido a que ello conllevaría a una sobreestimación del volumen de suelo que requiere una remediación.<sup>586</sup>
324. En función de ello, el Tribunal ha determinado que los criterios de remediación aplicables son los siguientes (los criterios ajustados se encuentran en negrita):

---

<sup>585</sup> Si bien  $3 \times 106,71$  equivale a 320,13, IEMS utiliza un valor de 320,75 (IEMS IP4, Adj. 38), valor que también será utilizado por el Tribunal.

<sup>586</sup> GSI IP2, Adj. F, pág. F.3.2.4.

- En virtud del RAOHE para el Bloque 7

Parámetro	Norma de Ecuador	Criterios Normativos ES/Agr/Ind	Valor ajustado de Ecuador	Valor ajustado de Burlington	Valor ajustado del Tribunal	Criterios Ajustados SE/Agr/Ind
Cadmio	RAOHE Tabla 6	1/2/10	2	3,8	2	2/2/10
Plomo	RAOHE Tabla 6	80/100/500	80	80	80	80/100/500
Níquel	RAOHE Tabla 6	40/50/100	40	40	40	40/50/100

- En virtud del TULAS para el Bloque 7

Parámetro	Norma de Ecuador	Criterios Normativos Res/Agr/Ind	Valor ajustado de Ecuador	Valor ajustado de Burlington	Valor ajustado del Tribunal	Criterios Ajustados Res/ES/Agr/Ind
Bario	TULAS Tabla 3	500/750/2000	639	706	639	500/639/750/2000
Cromo	TULAS Tabla 3	65/65/90	60	65	65	65/65/65/90
Vanadio	TULAS Tabla 3	130/130/130	320,75	311	320.75	130/320/320/320

- En virtud del RAOHE para el Bloque 21

Parámetro	Norma de Ecuador	Criterios Normativos ES/Agr/Ind	Valor ajustado de Ecuador	Valor ajustado de Burlington	Valor ajustado del Tribunal	Criterios Ajustados SE/Agr/Ind
Cadmio	RAOHE Tabla 6	1/2/10	1,77	2	2	1,77/2/10
Plomo	RAOHE Tabla 6	80/100/500	80	80	80	80/100/500
Níquel	RAOHE Tabla 6	40/50/100	40	47	40	40/50/100

- En virtud del TULAS para el Bloque 21

Parámetro	Norma de Ecuador	Criterios Normativos Res/Agr/Ind	Valor ajustado de Ecuador	Valor ajustado de Burlington	Valor ajustado del Tribunal	Criterios Ajustados Res/ES/Agr/Ind
Bario	TULAS Tabla 3	500/750/2000	600	500	600	500/600/750/2000
Cromo	TULAS Tabla 3	65/65/90	60	65	65	65/65/65/90
Vanadio	TULAS Tabla 3	130/130/130	186	130	186	130/186/186/186

#### 4.3. Criterios de uso del suelo

325. Luego de determinar que la Tabla 6 del RAOHE y la Tabla 3 del TULAS son aplicables a la remediación de los suelos, el Tribunal procederá ahora a analizar la

cuestión de la clasificación de los usos del suelo. Tal como fue visto *supra*, tanto la Tabla 6 del RAOHE como la Tabla 3 del TULAS establecen diferentes límites en función del uso posterior (*subsequent use*) del suelo.

326. La Tabla 6 del RAOHE distingue los usos del suelo entre industrial, agrícola y de ecosistema sensible; el primero siendo más permisivo que el último. La Tabla 3 del TULAS, por su parte, distingue entre el uso de suelo industrial, comercial, agrícola y residencial. Si bien en este caso el primer uso también resulta el más permisivo, el uso agrícola o residencial es el menos permisivo en función del parámetro particular. Debido a que la Tabla 3 del TULAS no contempla el uso del suelo en el caso de los ecosistemas sensibles, el Tribunal utilizó los valores de fondo ajustados que fueron calculados por IEMS como valores aplicables a los ecosistemas sensibles para los parámetros relevantes (es decir, bario y vanadio).
327. Las Partes discrepan sobre el significado de *uso posterior*, y sobre la cuestión de si deberían clasificarse los Bloques en su totalidad como ecosistemas sensibles (tal como afirma Ecuador) o como suelo agrícola (como señala Burlington). Asimismo, están en desacuerdo sobre si la noción del '*uso posterior*' presente en la Tabla 6 del RAOHE se refiere al uso inmediatamente posterior a la remediación, tal como Burlington lo sostiene, o al uso eventual luego de la finalización de las operaciones hidrocarburíferas, como señala Ecuador. Luego de describir las posiciones de las Partes (4.3.1), el Tribunal primero aclarará el significado del *uso posterior*, previo a abordar el momento en el cual debe evaluarse el *uso posterior*, y luego planteará su propio enfoque para determinar el uso del suelo en cada sitio (4.3.2).

#### 4.3.1. Posición de las Partes

328. Para Ecuador, el *uso posterior* se refiere al uso futuro del suelo. No se refiere al uso del suelo luego de que el Consorcio abandone los Bloques sino al momento "cuando las operaciones petrolíferas concluyen",<sup>587</sup> en particular debido a que las operaciones petrolíferas son "*temporales per se*" y que los campos petrolíferos están destinados "*a ser absorbidos una vez más por la selva*".<sup>588</sup> En consecuencia, el uso *actual* de los Bloques, ya sea la expansión de Petroamazonas o el uso por parte de agricultores de los suelos alrededor de los campos activos "*carece obviamente de relevancia respecto del uso futuro del suelo*".<sup>589</sup> Por lo tanto, el

---

<sup>587</sup> Tr. (Día 7) (ESP), 2289:9-17 (Alegato de Cierre, Silva Romero); R-EPA, ¶ 158.

<sup>588</sup> R-EPA, ¶ 163.

<sup>589</sup> R-EPA, ¶ 158.

Tribunal debería caracterizar todas las instalaciones y las áreas circundantes de los Bloques como ecosistemas sensibles,<sup>590</sup> especialmente si se consideran los estudios ecológicos de IEMS demostrando que las “*áreas en cuestión presentan características similares a las de un Área Nacional Natural*”.<sup>591</sup> Ecuador afirma que dicha conclusión también se ve reforzada por el hecho de que los Bloques se superponen con las reservas de la biosfera Sumaco y Yasuní, y que una “*parte significativa del Bloque 21 se encuentra dentro de la reserva indígena Huaorani*”.<sup>592</sup>

329. Por su parte, Burlington rechaza las “*caracterizaciones amplias y extrañas [realizadas por Ecuador] de la selva tropical del Amazonas como de naturaleza generalmente sensible*”.<sup>593</sup> Se refiere a numerosas instancias de la práctica en la cuales los reguladores ecuatorianos aplicaron el “*uso subsiguiente inmediato*” para clasificar el uso del suelo a los fines de una remediación,<sup>594</sup> y también resalta que las instalaciones industriales han sido clasificadas consistentemente bajo los criterios de uso del suelo industrial, y que, de lo contrario, era aplicable el uso agrícola del suelo como criterio predeterminado, salvo en el caso de algunas pocas instancias en las que los sitios han sido expresamente designados como áreas protegidas en virtud del *Sistema Nacional de Áreas Protegidas* (“SNAP”).<sup>595</sup> En dicho contexto, Burlington señala que las zonas de suelo categorizadas como ecosistema sensible son áreas que se encuentran “(1) *certificadas en virtud del Sistema Nacional de Áreas Protegidas, o el programa “SNAP”, o (2) expresamente designadas como ecosistema sensible en un Estudio de Impacto Ambiental*”.<sup>596</sup> Por consiguiente, debería rechazarse la “*descripción coloquial*” del Amazonas como un

---

<sup>590</sup> *Id.*, ¶ 163. Ecuador refiere a numerosas instancias de práctica industrial respecto del futuro uso del suelo en otros países, tales como las directrices de la Agencia de Protección Ambiental de los EE.UU. y la agencia ambiental de Canadá. *Id.*, ¶¶ 160-161.

<sup>591</sup> IEMS IP4, pág. 41. y Adj. 15 (que incluye las siguientes áreas de estudio: Mono 6, Mono 10-12, Coca 8, Dayuno, Michel Chimbo Estate en la zona de amortiguamiento del Parque Nacional Yasuní).

<sup>592</sup> Réplica, ¶ 295(d); R-EPA, ¶ 176.

<sup>593</sup> C-EPA, ¶ 118.

<sup>594</sup> *Id.*, ¶ 115. Véase, asimismo: GSI IP1, pág. 40.

<sup>595</sup> C-EPA, ¶¶ 118, 125-132. Véase, asimismo: GSI IP1, pág. 40 (“*Los registros disponibles para los proyectos de remediación completados en los campos petrolíferos en Ecuador durante la última década demuestran que aproximadamente el 80% de los sitios han sido remediados con sujeción a los criterios del suelo agrícola establecidos por la Tabla 6 del RAOH*”).

<sup>596</sup> C-EPA, ¶ 111. Véase, asimismo: GSI IP1, pág. 40 (“*Sujeto a las especificaciones de la Tabla 6 del RAOH, la designación de “ecosistema sensible” es aplicable a reservas ecológicas designadas, no así suelos de uso agrícola o bosques secundarios, los cuales representan los usos de suelo principales en las áreas que rodean las instalaciones de los campos petrolíferos dentro del área del Consorcio*”).

ecosistema sensible en su totalidad a los fines regulatorios.<sup>597</sup> Asimismo, Burlington argumenta que los certificados de intersección emitidos por el Ministerio del Ambiente en virtud del programa SNAP demuestran que “*la mayoría de los Bloques no entran en el programa SNAP*”.<sup>598</sup> Burlington también indica que los Estudios de Impacto Ambiental, incluidos los Estudios Ex-Post de 2010, aplican coherentemente los estándares de uso del suelo agrícola e industrial.<sup>599</sup> Por último, Burlington describe la dependencia de Ecuador en la Reserva de la Biosfera de Sumaco como una “*cortina de humo*”, y como irrelevante, debido a que tal reserva no ha sido designada como un ecosistema sensible por el programa SNAP ni en ningún Estudio de Impacto Ambiental, los cuales representan “*las únicas dos maneras de designar un área como un ecosistema sensible bajo el RAOHE*”.<sup>600</sup>

#### 4.3.2. Análisis

##### a. Significado de *uso posterior*

330. En primer lugar, el Tribunal debe determinar el significado de *uso posterior* y a partir de qué momento dicho uso debe evaluarse. La Tabla 6 del RAOHE versa sobre el *uso posterior a darse al suelo remediado*.<sup>601</sup> Añade que dicho uso debe mencionarse en el programa de remediación en aras de ser aprobado por la Subsecretaría de Protección Ambiental, lo cual tiende a demostrar que dicha determinación está impulsada por el contexto y es inmediatamente posterior a cualquier remediación. Ello se ve reforzado por el uso de la expresión *uso posterior*, a diferencia de un término más indeterminado, como *uso futuro*. Por lo tanto, pareciera que el *uso posterior* del suelo está determinado en cada caso particular conforme a su uso inmediatamente posterior a la remediación, y que dicha determinación está sujeta a aprobación en cada instancia por parte de la Subsecretaría.<sup>602</sup> Esta lectura, por consiguiente, no admite el argumento de que

---

<sup>597</sup> C-EPA, ¶ 111.

<sup>598</sup> *Id.*, ¶ 112 (énfasis en el original).

<sup>599</sup> *Id.*, ¶ 113.

<sup>600</sup> *Id.*, ¶ 119.

<sup>601</sup> El texto que acompaña a la Tabla 6 del RAOHE indica lo siguiente: “Los límites permisibles a aplicarse en un Proyecto determinado dependen del uso posterior a darse al suelo remediado, el cual constará en el respectivo Programa o Proyecto de Remediación aprobado por la Subsecretaría de Protección Ambiental” (**Anexo EL-174**).

<sup>602</sup> Esta conclusión también se ve reforzada por los comentarios introductorios de la Sra. Rosa Zehner, asesora técnica de la Subsecretaría de Protección Ambiental del Ministerio de Energía y Minas, adjuntos al RAOHE: “Para suelos contaminados se establecen parámetros y límites permisibles en función del uso que, posterior a una remediación, se le planifica dar” (IEMS IP1, Anexo 9, pág. 8). Cabe destacar que tales comentarios introductorios no fueron adjuntados al

debe aplicarse un único estándar de forma generalizada. En consecuencia, el Tribunal no puede aceptar la posición de Burlington de que el estándar agrícola es aplicable por defecto a todas las áreas fuera de la plataforma no específicamente designadas como ecosistemas sensibles.

331. Por el mismo motivo, el Tribunal no puede aceptar la posición de Ecuador, según la cual la totalidad de los Bloques debe ser considerada ecosistemas sensibles, o que su uso futuro, tal como se utiliza dicha expresión en la legislación ecuatoriana, requiere necesariamente y en todos los casos retornar a selva.<sup>603</sup> El argumento de Ecuador de que el Consorcio debe remediar la totalidad de los Bloques hasta alcanzar nuevamente los criterios de ecosistema sensible es incorrecto por razones prácticas. No tiene ningún sentido solicitar a un operador que realice una restauración del suelo a valores de ecosistemas sensibles tratándose de una plataforma operativa que continuará en operación. Ello es especialmente el caso en una situación en la cual el propio Ecuador admite que Petroamazonas puede continuar operando los Bloques durante otros 30 años.
332. Además, las pruebas en el expediente no dan soporte al enfoque de Ecuador. Por el contrario, el expediente demuestra que el *uso posterior* de las plataformas y otras instalaciones industriales ha sido consistentemente clasificado como industrial.<sup>604</sup>

---

anexo documental de Ecuador del RAOHE, sino que se adjuntaron al anexo documental de IEMS del RAOHE (compárese Anexo EL-174 con IEMS IP1, Anexo 9).

<sup>603</sup> El perito de Ecuador, RPS, admitió que sería especulativo determinar el uso futuro del suelo de los Bloques a largo plazo: “[n]o sabemos qué va a ocurrir por supuesto en esta zona dentro de 30 años o más. Puede ser viviendas, escuelas, recreo, agrícola o sencillamente posibilidad de volver al hábitat ecológico normal”. Tr. (Día 4) (ESP), 1103:6-9 (Interrogatorio Directo, Kerr).

<sup>604</sup> El Plan de Remediación para Áreas Contaminadas en el Bloque 7 y en Coca-Payamino del año 2003 (que incluyó el Relleno Sanitario de Payamino, Payamino 22, y las Plantas de Procesamiento Central (CPF) de Payamino, Coca, y Jaguar), aprobado por el Ministerio de Ecuador, indica que la remediación se llevará a cabo conforme a los criterios de uso del suelo industrial dispuestos en la Tabla 6 del RAOHE. Véanse: Carta de Luis Cobos (Perenco) a Edgar López (DINAPA) que incluye a modo de adjunto el Programa de Remediación para el Bloque 7, incluido el campo Coca-Payamino, de fecha 28 de enero del 2003 (**Anexo CE-CC-51**); Carta de Vicente Inepa (Ministerio de Energía y Minas) a Luis Cobos (Perenco), que aprueba el plan de remediación del Bloque 7/CPUF, 13 de junio de 2003 (**Anexo CE-CC-57**).

El derrame de 10 barriles en Payamino 19 que tuvo lugar en el mes de junio de 2009 debía remediarse hasta alcanzar los criterios de uso del suelo industrial establecidos en la Tabla 6 del RAOHE. Véase: Perenco Ecuador Limited, (Arenado, Pintura y Reparaciones Mecánicas al Tanque de la Estación Gacela), marzo de 2005. Véase: CMCC, nota al pie 358.

El Estudio de Impacto Ambiental Oso A y Oso B del mes de abril de 2006 señala que al concluir las operaciones de perforación, los suelos contaminados se remediarán hasta alcanzar niveles inferiores a 4.000 mg/kg de TPH, lo cual constituye el estándar industrial en virtud de la Tabla 6 del RAOHE. Véase: Estudio de Impacto Ambiental, Oso A y Oso B, Bloque 7, abril de 2006, págs. 7-70 (**CE-CC-110**) (“Se deberá tomar muestras de suelo en las áreas que presenten evidencias de contaminación con el objeto de determinar concentraciones de hidrocarburos y la

Esta práctica ha continuado luego de que Petroamazonas tomara el control de los Bloques en julio de 2009.<sup>605</sup>

**b. Momento en el cual se evalúa el uso posterior**

333. Las consideraciones que anteceden plantean la cuestión del momento en el cual debe evaluarse el uso posterior del suelo. En los casos en los que el operador que presuntamente ha causado el daño aún opera las instalaciones, el uso posterior es normalmente evaluado al momento de la remediación. La posición es diferente en este caso debido a que el Consorcio cesó las operaciones en julio de 2009 y el daño fue supuestamente causado con anterioridad a ello, aunque fue planteado recién en el año 2011. En dichas circunstancias, el Tribunal considera que la solución más adecuada consiste en evaluar el uso posterior al momento de la expropiación en agosto de 2009. en efecto, el Tribunal debe determinar las responsabilidades existentes del Consorcio al momento en que fue expropiado.<sup>606</sup>

**c. Enfoque del Tribunal en pos de determinar el uso posterior del suelo**

334. El Tribunal es de la opinión que las plataformas en funcionamiento deberían clasificarse como 'industriales'. Ello es también aplicable a las áreas que no eran industriales en el mes de agosto de 2009, pero que adoptaron tal naturaleza bajo Petroamazonas, con la excepción de los derechos de vía que constituyen franjas de terreno libres, las cuales el Tribunal clasifica como suelo agrícola, en parte con

---

posible contaminación. Las áreas donde se detecte concentraciones mayores a 4,000 mg/Kg serán remediadas hasta niveles inferiores a este valor”).

Asimismo, el informe de avance de la remediación emitido en el año 2003 respecto de la remediación en la CPF de Coca establecía la aplicabilidad de los criterios de la Tabla 6 del RAOHE. Véase: Carta de Luis Cobos (Perenco) al Dr. Huga Chamba (DINAPA), de fecha 22 de abril de 2003, pág. 1 (**Anexo CE-CC-54**): (“[e]l valor importante a considerar es el de TPH (4211,5 mg/Kg), el cual presenta un grado de contaminación muy cercano, pero aún por encima, del valor referencial máximo para suelos de uso industrial establecido en la Tabla 6 [del RAOHE], que es de 4.000 mg/Kg”).

<sup>605</sup> El Estudio de Impacto Ambiental Ex-Post de 2010 comisionado por Ecuador también aplica los criterios de uso del suelo industrial en aras de medir los efectos potenciales en las áreas operativas. Véase, por ejemplo: Estudio de Impacto Ambiental Ex-Post para Coca, Payamino, Gacela, Sección 3, pág. 17 (**Anexo CE-CC-241**); Estudio de Impacto Ambiental Ex-Post sobre Mono y Jaguar, Sección 3.1.6.2., págs. 15-17 (**Anexo CE-CC-242**); Estudio de Impacto Ambiental Ex-Post sobre Oso, Sección 3.1.6.3 (**Anexo CE-CC-236**).

<sup>606</sup> Las actividades de ampliación fueron realizadas en los siguientes sitios: Coca 13, Oso A, B y G, Coca A, Coca K, Yuralpa Pad A. Petroamazonas también se comprometió a construir un nuevo oleoducto para conectar Coca 1, Coca CPF y Gacela 1-8. Véase: CMCC, ¶ 469; Dúplica, ¶ 80. Saltos DT2, ¶¶ 125-133. Asimismo: Video de la expansión de las operaciones de Petroamazonas en los Bloques 7 y 21, 2 de julio de 2013 (**Anexo CE-CC-384**).

fundamento en las observaciones que realizó durante su Visita del Sitio.<sup>607</sup> También surge la pregunta sobre la clasificación de plataformas que ya no se encontraban operativas en agosto de 2009 y que deberían haber sido revegetadas por el Consorcio conforme al RAOHE.<sup>608</sup> Debido a que ya no se encontraban en uso agosto de 2009 (y no fueron utilizadas por Petroamazonas), el Tribunal entiende que tales plataformas no califican como áreas industriales y, por lo tanto, serán clasificadas bajo las categorías restantes de uso del suelo en cada caso particular, de conformidad con las circunstancias del sitio relevante.

335. La clasificación del suelo es más compleja respecto de las áreas fuera de la plataforma. Ecuador afirma que todas estas áreas deben clasificarse como un ecosistema sensible. Burlington concede que los criterios de ecosistema sensible son aplicables a una cantidad limitada de áreas protegidas designadas dentro del Bloque 7 (Payamino 1/CPF, Payamino 2/8 y Payamino 18), ubicadas en la Estación Científica del Bosque Protector Napo Payamino, Cuerpos 1 y 2, Cerro Sumaco, Ampliación de la Cuenca Alta del Río Suno,<sup>609</sup> que forman parte del Sistema Nacional de Áreas Protegidas, Bosques Protectores y Patrimonio Forestal del Estado (SNAP).<sup>610</sup> Burlington también concuerda con que Nemoca y Waponi-Ocatoe del Bloque 21 forman parte de un área designada que califica como un ecosistema sensible.<sup>611</sup> En dichas locaciones, GSI aplicó los criterios de ecosistema sensible a pesar de que el uso real del suelo en Payamino 2/8 y Payamino 1/CPF era posiblemente diferente. El Tribunal también observa que la propia evaluación ambiental realizada por ConocoPhillips sobre los Bloques en el año 2006 reconoció que el oleoducto Puerto Napo – Yuralpa del Bloque 21 atraviesa tres áreas protegidas gestionadas de manera privada, a saber, el Bosque Protector Venecia,

---

<sup>607</sup> El glosario incluido en el Anexo 6 del RAOHE define un *derecho de vía* de la siguiente manera: “Franja de terreno de dimensiones específicas, en que se ha instalado un ducto y/o vía de acceso, que atraviesa una o varias propiedades y a la cual tiene acceso y servidumbre de tránsito el propietario del ducto, y dentro de cuya área se establecen las limitaciones de dominio” (**Anexo EL-174**).

<sup>608</sup> Véanse, en particular, los Artículos 49(i)(2) y 53(c) del RAOHE (**Anexo EL-174**).

<sup>609</sup> CMCC, ¶ 284. Véanse: Carta de fecha 16 de marzo de 2009 de Milton Freire (Ministerio del Ambiente) a Eric D’Argenté (Perenco) (**Anexo CE-CC-207**); Mapa que refleja las intersecciones de los Bloques con las áreas protegidas (**Anexo CE-CC-266**).

<sup>610</sup> El Tribunal observa que el mapa del SNAP utilizado por Burlington en la Audiencia no señala las áreas protegidas del Bloque 7 y del Bloque 21 como parte del SNAP (**Anexo CE-CC-363**). Además, la información del Patrimonio de Áreas Naturales del Estado (PANE) presentada por Burlington donde se indica que el Patrimonio Nacional de Áreas Protegidas no contiene ningún área protegida dentro del Bloque 7 y el Bloque 21 (**Anexo CE-CC-266**).

<sup>611</sup> CMCC, ¶ 284. Véase: Carta de fecha 10 de marzo de 2009 de Milton Freire (Ministerio del Ambiente) a Eric D’Argenté (Perenco) (**Anexo CE-CC-206**).

la Fundación Jatun Sacha y la Fundación Selva Viva.<sup>612</sup> Más allá de esto, Burlington adopta la posición de que el uso posterior de todos los suelos no industriales fuera de la plataforma debería ser considerado agrícola.

336. La Tabla 6 del RAOHE establece que los “valores límites permisibles para la protección de ecosistemas sensibles tales como Patrimonio Nacional de Áreas Naturales y otros identificados en el correspondiente Estudio Ambiental” (énfasis agregado). El uso de la expresión “tales como” demuestra que la referencia a áreas protegidas, designadas formalmente como tal, es ilustrativa, y no exhaustiva.<sup>613</sup> Por consiguiente, el Tribunal no puede admitir la interpretación restrictiva de los ecosistemas sensibles. Tampoco concuerda con Ecuador en que todas las áreas dentro de las reservas de la biosfera Sumaco o Yasuní califican automáticamente como ecosistemas sensibles. En efecto, las reservas de la biosfera bajo del Programa UNESCO Hombre y la Biosfera (“MAB”, por sus siglas en inglés), de hecho no constituyen áreas estrictamente protegidas en las cuales no se admite ninguna actividad económica humana.<sup>614</sup>
337. UNESCO lanzó el programa MAB en el año 1971 y la red de reservas de la biosfera en el año 1976. En el año 1995, se adoptó la Estrategia de Sevilla así como también el Marco Estatutario de la Red Mundial de Reservas de Biosfera, el cual establece los componentes claves de las reservas del programa MAB, tales como la designación, el apoyo, y la promoción de las reservas de la biosfera.<sup>615</sup> Las biosferas del programa MAB deberían “*procurar ser lugares de excelencia para el ensayo y la demostración de métodos de conservación y desarrollo sostenible en escala regional*”. Tales sitios deben cumplir con tres funciones: (i) la conservación

---

<sup>612</sup> Evaluación de Salud, Seguridad, Ambiente y Desarrollo Sustentable (HSE&SD) y otros Servicios Técnicos, *Activos en Ecuador*, noviembre 2006, pág. ES-4 (**Anexo CE-CC-126**).

<sup>613</sup> Esta conclusión también se ve reforzada por los comentarios introductorios de la Sra. Rosa Zehner, asesora técnica de la Subsecretaría de Protección Ambiental del Ministerio de Energía y Minas, adjuntos al RAOHE: “[A]demás se establece una categoría para suelos de valor ecológico y sujeto a una protección específica, como *por ejemplo* los pantanos en la Amazonía” (IEMS IP1, Anexo 9, pág. 8). Énfasis agregado por el Tribunal. Tales comentarios introductorios se adjuntaron a la copia presentada por IEMS del RAOHE (IEMS IP1, Anexo 9).

<sup>614</sup> *Reservas de Biosfera del Ecuador: Lugares excepcionales*, Ministerio del Ambiente de Ecuador, GTZ/GESOREN-DED-WCS-NCI-UNESCO Quito, 2010 (**Anexo E-380**); Sitios de campos petrolíferos y Mapa de la Reserva de la Biosfera Sumaco (**Anexo E-339**).

<sup>615</sup> UNESCO, “Reservas de Biosfera. La Estrategia de Sevilla y el Marco Estatutario de la Red Mundial” (UNESCO: Paris, 1996) (**Anexo EL-308**). Las reservas de la biosfera se definen como “zonas de ecosistemas terrestres o costeros/marinos, o una combinación de los mismos, reconocidas en el plano internacional como tales en el marco del Programa sobre el Hombre y la Biosfera (MAB) de la UNESCO, de acuerdo con el presente Marco Estatutario”. Marco Estatutario, Artículo 1.

de los paisajes, los ecosistemas, las especies y la variación genética; (ii) un desarrollo económico y humano desde los puntos de vista sociocultural y ecológico; y (iii) el apoyo a proyectos de educación, capacitación, investigación y de observación permanente en relación con cuestiones locales, regionales, nacionales y mundiales de conservación y desarrollo sostenible.<sup>616</sup> Las reservas de la biosfera comprenden un “mosaico de sistemas ecológicos” que es de relevancia para la “conservación de diversidad biológica”.<sup>617</sup>

338. El uso del suelo en dichas reservas de la biosfera depende de la zonificación; cada reserva dividida en tres zonas: (i) una reserva natural o parque nacional como la zona núcleo donde no se tolera ninguna actividad económica (con excepción de los usos tradicionales), (ii) la zona tampón donde sólo puedan tener lugar actividades compatibles con la conservación de los ecosistemas, y (iii) la zona de transición, la cual consiste en la circunferencia externa de la biosfera y donde pueda llevarse a cabo el desarrollo sostenible y la urbanización.<sup>618</sup> La reserva Yasuní fue designada por Ecuador como una biosfera MAB en el año 1989, y la reserva Sumaco, en el año 2000.<sup>619</sup>
339. Sobre esta base, el Tribunal señala que ninguno de los dos Bloques genera una intersección con el área núcleo o la zona tampón de dichas reservas; los sitios bajo análisis sólo se superponen con las zonas de transición.<sup>620</sup> Asimismo, las reservas de la biosfera Yasuní y Sumaco en virtud del programa MAB no han sido

---

<sup>616</sup> Marco Estatutario, Artículo 3 (**Anexo EL-308**); *Reservas de Biosfera del Ecuador: Lugares excepcionales*, Ministerio del Ambiente de Ecuador, GTZ/GESOREN-DED-WCS-NCI-UNESCO Quito, 2010, pág. 13 (**Anexo E-380**).

<sup>617</sup> Marco Estatutario, Artículo 4(1)-(2) (**Anexo EL-308**).

<sup>618</sup> *Id.*, Artículo 4(5); *Reservas de Biosfera del Ecuador: Lugares excepcionales*, Ministerio del Ambiente de Ecuador, GTZ/GESOREN-DED-WCS-NCI-UNESCO, Quito, 2010, pág. 14 (**Anexo E-380**).

<sup>619</sup> La reserva Yasuní cubre un área de aproximadamente 2.740.000 hectáreas y la reserva Sumaco, un área de aproximadamente 932.000 hectáreas. *Reservas de Biosfera del Ecuador: Lugares excepcionales*, Ministerio del Ambiente de Ecuador, GTZ/GESOREN-DED-WCS-NCI-UNESCO, Quito, 2010, pág. 26 (**Anexo E-380**).

<sup>620</sup> En el caso de la reserva Sumaco, deben compararse los siguientes mapas: Sitios de campos petrolíferos y Mapa de la Reserva de la Biosfera Sumaco (**Anexo E-339**) y *Reservas de Biosfera del Ecuador: Lugares excepcionales*, Ministerio del Ambiente de Ecuador, GTZ/GESOREN-DED-WCS-NCI-UNESCO, Quito, 2010, pág. 85 (**Anexo E-380**). La Evaluación HSE&SD realizada por ConocoPhillips en el año 2006 indica que si bien ningún bloque se superpone con el Parque Nacional Sumaco Napo-Galeras, “ambos bloques sí se superponen (en alrededor del 50% de la superficie total) con la ‘zona de transición’ o el área de amortiguamiento de la Reserva de la Biosfera Sumaco Napo-Galeras, establecida en el año 2000 por el Programa sobre el Hombre y la Biosfera de las Naciones Unidas para la Educación, la Ciencia y la Cultura (UNESCO)”. Evaluación HSE & SD y otros Servicios Técnicos, *Activos en Ecuador*, noviembre 2006 (**Anexo CE-CC-126**).

designadas como parte de las áreas protegidas conocidas como el SNAP, con exclusión de sus áreas núcleo (es decir, el Parque Nacional Sumaco y el Parque Nacional Yasuní).<sup>621</sup> La superposición parcial de los Bloques con las reservas de Sumaco y Yasuní no impone *per se* una clasificación como ecosistemas sensibles. Por último, el Tribunal observa que la reserva Huaorani se superpone parcialmente con el Bloque 21, pero no así con el campo Yuralpa, donde se alega que ha tenido lugar la mayor parte del daño ambiental de ese bloque. Por ende, no es sustancial la determinación del uso del suelo en dicho campo.<sup>622</sup>

340. Dicho lo anterior, el Tribunal es consciente de que la región amazónica de Ecuador es considerada una de las áreas ecológicas más diversas y sensibles del mundo,<sup>623</sup> y que cuenta con una mención especial en la Constitución de 2008, tal como fue advertido *supra*.<sup>624</sup> El Tribunal también hace referencia a la declaración de IEMS de que los bosques secundarios que circundan las plataformas pueden funcionar como corredores biológicos que conectan áreas preservadas y bosques primarios

---

<sup>621</sup> El Tribunal observa que el Parque Nacional Yasuní y el Parque Nacional Sumaco-Napo Galeras fueron designados en virtud del SNAP en los años 1979 y 1994, respectivamente, pero no se superponen con los campos petrolíferos de los Bloques y Ecuador no ha alegado que ello fuera así. Véanse: Mapa de los Sitios de los Bloques 7 y 21 que intersectan Áreas Protegidas (2012) (**Anexo CE-CC-266**); Ministerio del Ambiente, hoja de datos del PANE, 18 de abril de 2013, puntos 8 y 9 (**Anexo CE-CC-363**). Véase, asimismo, el mapa del SNAP presentado por Burlington en la Audiencia: Alegato de Cierre de Burlington, Diapositiva 63; R-EPA, ¶ 171; C-EPA, ¶ 121.

<sup>622</sup> La reserva Huaorani se extiende a los campos Waponi-Ocatoe y Dayuno. Véase: mapa de la reserva Huaorani y Bloque 21 adjunto a: Memorando Confidencial, ConocoPhillips, pág. 36 (**Anexo E-214**); Alegato de Apertura de Ecuador, Diapositiva 38. Burlington admite que Waponi-Ocatoe se encuentra en un área designada sobre la cual son aplicables los criterios para un ecosistema sensible. Véase: Mapa de los Sitios de los Bloques 7 y 21 que intersectan Áreas Protegidas (2012) (**Anexo CE-CC-266**). Tal como se describe *infra*, el Tribunal ha clasificado el uso del suelo en las áreas circundantes a las plataformas de tales sitios como ecosistemas sensibles con fundamento en el hecho de que se encuentran rodeados por bosques de gran densidad, sin necesidad de basarse en que tales áreas forman parte de la reserva indígena Huaorani.

<sup>623</sup> El Consorcio y los operadores anteriores han reconocido la sensibilidad de los suelos que rodean a numerosas plataformas, por ejemplo en el Estudio de Impacto Ambiental y los Planes de Manejo Ambiental respecto de Cóndor Norte y Lobo 3 (“*Todos los cuerpos de agua ubicados en el área de influencia del proyecto corresponden a zonas que son sensibles a las actividades del proyecto, por ende, la sensibilidad es alta*”). Véanse, más ejemplos compilados por IEMS en relación con Yuralpa Pad D y West Lobo: IEMS IP4, págs. 41-42; Estudio de Impacto Ambiental para el Campo Yuralpa, Bloque 21, págs. 2-2 (**Anexo E-156**). Véase, asimismo: Estudio de Impacto Ambiental llevado a cabo por Oryx para el Bloque 7, en el cual se establece que “dado que las operaciones de ORYX se desarrollan en el frágil y diverso ecosistema amazónico y particularmente en el ecosistema que domina el curso medio del río Napo y sus afluentes, también se justifica que tales operaciones se las realice e implante adecuando todas las medidas técnicas y económicas preventivas y correctivas posibles a fin de reducir el mínimo los efectos ambientales no deseados [...]”. Estudio de Impacto Ambiental del Bloque 7, págs. 2-3 (**Anexo E-254**).

<sup>624</sup> Véanse párrafos 202-203 *supra*. En particular, remítase a: Artículos 250 y 259 de la Constitución de 2008 (**Anexo C-413**; **Anexo P-12**).

modificados, fomentando así la conservación y la protección de la biodiversidad.<sup>625</sup> No obstante, la evaluación de los recursos biológicos llevada a cabo por IEMS no justifica de modo alguno la calificación de la totalidad de los Bloques como ecosistemas sensibles a fines actuales.<sup>626</sup> En efecto, a la luz de los asentamientos humanos existentes en la proximidad de numerosas plataformas en ambos Bloques, especialmente en la parte norte del Bloque 7, el Tribunal considera que la opinión de IEMS respecto de la “*capacidad de regeneración de la selva tropical*”<sup>627</sup> es demasiado general y vaga como para fundamentar la adopción de un sólo estándar global a lo largo de todos los Bloques y, por ende, hacer caso omiso de la situación real imperante. En consonancia con la conclusión previa del Tribunal, el uso posterior del suelo debe evaluarse en cada caso, en función de las circunstancias particulares de cada sitio.

341. La Visita del Sitio le proporcionó al Tribunal un punto de vista importante y de primera mano del uso real de los suelos que rodean las plataformas. A modo de observaciones generales, el Tribunal advirtió que la cubierta vegetal era mucho más densa en el Bloque 21 que en el Bloque 7, y que el CPUF está ubicado en la zona más desarrollada de los Bloques. Esto no significa que todas las áreas en disputa del Bloque 21 constituyan ecosistemas sensibles, ni que todos los suelos que rodean las plataformas del CPUF sean de uso agrícola. Una vez más, es necesario realizar una evaluación en cada sitio. Sin embargo, la caracterización general recién mencionada podría informar dichas evaluaciones.
342. Con fundamento en las consideraciones precedentes, el Tribunal ha realizado una evaluación específica de cada sitio para determinar el uso posterior del suelo en cada caso. Su evaluación se basa principalmente en la evidencia recolectada durante la Visita del Sitio, las explicaciones de los peritos,<sup>628</sup> y las imágenes satelitales y las fotografías aéreas de los sitios más cercanos en el tiempo a la fecha de expropiación. En los casos en los que el expediente no contiene imágenes

---

<sup>625</sup> IEMS IP4, Adj. 15, págs. 29-30.

<sup>626</sup> Por ejemplo, IEMS admitió que los bosques secundarios que circundan las plataformas mostraban distintos niveles de intervención humana, presentaban “*valores bajos de diversidad de mamíferos*” y “*valores medios de diversidad de aves*” como resultado de las operaciones en campos petrolíferos, pero también debido a las áreas de cultivo y pastizales. IEMS IP4, Adj. 15, pág. 34.

<sup>627</sup> IEMS IP4, Adj. 15, pág. 34.

<sup>628</sup> Para obtener información sobre la evaluación de IEMS, remitirse en particular a: IEMS IP3, Anexos C y C corregido; IEMS IP4, Adj. 38. Para el caso de GSI, referirse en particular a GSI IP1, Apéndice L y GSI IP2, Apéndice L.

o fotografías de tal período, el Tribunal decidió en función de las mejores pruebas disponibles.

343. Por consiguiente, el Tribunal desarrolló las siguientes directrices para la evaluación del uso del suelo en cualquier sitio determinado:

- i. Las plataformas operativas a la fecha de expropiación o con posterioridad a ella han sido clasificadas como de uso industrial, tal como fue explicado *supra*.
- ii. Los bosques protectores designados formalmente son clasificados como ecosistemas sensibles (salvo en el caso de las plataformas), independientemente de cualquier otro uso actual.<sup>629</sup>
- iii. En los casos en los que las plataformas están completamente rodeadas por bosques primarios o secundarios, el Tribunal clasificó a las áreas forestales como ecosistemas sensibles.
- iv. En los casos en que las áreas que rodean las plataformas están vacías en gran medida, el Tribunal clasificó las áreas con un uso del suelo agrícola.
- v. En los casos en que pueden aplicarse distintos usos del suelo a un mismo sitio,<sup>630</sup> el Tribunal analizó en mayor detalle las locaciones de muestreo para determinar el uso del suelo en dicha área específica.<sup>631</sup>
- vi. En los casos en los que el uso del suelo parecía ser principalmente agrícola, el Tribunal en todo caso analizó con mayor precisión las características particulares, tales como pantanos, arroyos y ríos, que podrían justificar la aplicación de criterios más estrictos.
- vii. Donde asentamientos humanos, incluidos escuelas u otras construcciones de la comunidad, se encuentran adyacentes a un sistema de agua y en proximidad cercana a un sitio contaminado, el Tribunal aplicó los criterios de

---

<sup>629</sup> Los siguientes sitios del CPUF se encuentran dentro de un bosque protector: Payamino 1/CPF, Payamino 2/8, y Payamino 18. Payamino 4, Payamino 14, 20 & 24 y Payamino 23 son inmediatamente adyacentes al bosque protector. Los siguientes sitios del Bloque 21 se encuentran dentro del Patrimonio Forestal del Estado: Nemoca y Waponi-Ocatoe. Dayuno y Yuralpa 01 se encuentran en las proximidades del Patrimonio Forestal Estatal. Mapa de los Sitios de los Bloques 7 y 21 que intersectan Áreas Protegidas (2012) (**Anexo CE-CC-266**).

<sup>630</sup> Véase, por ejemplo: Lobo 1.

<sup>631</sup> Véase, por ejemplo: Coca 2/CPF, Payamino 23, Gacela 4, Jaguar 2, Jaguar 9, Lobo 3.

protección de un ecosistema sensible respecto de los parámetros del RAOHE y los criterios residenciales en virtud de la Tabla 3 del TULAS (en el caso de parámetros no contemplados en la Tabla 6 del RAOHE).<sup>632</sup>

- viii. En el caso de las plataformas que han sido abandonadas, el Tribunal no aplicó los criterios de uso del suelo industrial, sino el uso del suelo relevante del área circundante.<sup>633</sup>
- ix. En casos de duda, el Tribunal adoptó el estándar de mayor protección de conformidad con los principios de precaución y de *in dubio pro natura*.

344. Al aplicar tales directrices, el Tribunal también consideró la práctica administrativa de la clasificación de los suelos, en la medida en que surge de los informes de remediación aprobados. La mayoría de los informes de remediación abordan las excedencias de las plataformas y clasifican los suelos como industriales. En relación con las excedencias de los lugares fuera de las plataformas, los pocos informes de remediación que Burlington menciona hacen principalmente referencia a un uso agrícola.<sup>634</sup>

345. Además de los informes de remediación, el Tribunal también revisó los estudios ex-post redactados por Entrix (a instancia de Petroamazonas), así como la práctica posterior a la expropiación de Petroamazonas. Los informes ex-post aplican de manera muy general los criterios de uso de suelo agrícola a los campos Coca, Payamino, Lobo y Mono,<sup>635</sup> lo cual parece un enfoque demasiado amplio para ser aplicado por el Tribunal sin proceder a su propia evaluación específica de cada sitio. Por su parte, Petroamazonas aplicó criterios de uso agrícola a Coca 6 y Yuralpa Pad E. En este contexto, el Tribunal también observa que IEMS indicó que los suelos de uso agrícola rodean en parte las plataformas de los sitios Coca 6, Coca 8, Lobo 3, Lobo 1, Oso 9, Mono CPF y Payamino CPF.<sup>636</sup>

---

<sup>632</sup> Véase, por ejemplo: Jaguar 1 (Área 2M), Mono CPF.

<sup>633</sup> Véase, por ejemplo: Cóndor Norte, Jaguar 1, Jaguar 2, Jaguar 9.

<sup>634</sup> Véase, por ejemplo: Payamino CPF (**Anexo CE-CC-151**), Mono CPF (**Anexo CE-CC-189**) y Oso 2 (**Anexos CE-CC-116, CE-CC-153, CE-CC-138, CE-CC-197**).

<sup>635</sup> Remitirse a: Entrix, Estudio de Impacto Ambiental Ex-post y Plan de Manejo Ambiental: Complejo Coca del Bloque 7, julio de 2010 (**Anexo CE-CC-241**), y Entrix, Estudio de Impacto Ambiental Ex-post y Plan de Manejo Ambiental: Complejo Mono del Bloque 7, julio de 2010 (**Anexo CE-CC-242**).

<sup>636</sup> Véanse, por ejemplo: CMCC, párr. 301, en referencia a: IEMS IP3, Anexo H (REC 7-COC06-389, pág. 5; REC 7-LOB3-475, pág. 47; REC 7-LOB1-208, pág. 44; REC 7-OS09-345 pág. 62).

346. Así, el Tribunal resalta que la práctica administrativa de las autoridades ecuatorianas fue ciertamente útil. Al mismo tiempo, basarse en dicha práctica no puede excusar al Tribunal de la tarea de realizar su propia evaluación en función de la totalidad del expediente en aras de asegurarse de aplicar los criterios regulatorios de manera correcta.
347. El resultado de la evaluación del uso del suelo por parte del Tribunal en cumplimiento de los parámetros aquí detallados se describe en la revisión del sitio (Sección 4.6).

#### **4.4. Directrices para el cálculo de las áreas impactadas y los volúmenes de los suelos afectados**

348. Las Partes abogaron por enfoques diferentes para el cálculo de la magnitud de la contaminación de los suelos en los Bloques. Mientras que Ecuador argumentó que, debido a la imposibilidad de realizar muestreos de la totalidad de los Bloques, la magnitud de la contaminación de los suelos sólo puede establecerse mediante la generación de modelos extensivos (4.4.1), Burlington favoreció la delineación a través de un proceso denominado “contorneado a mano” (4.4.2). Después de revisar las metodologías de las Partes, el Tribunal establecerá su propio enfoque (4.4.3).

##### **4.4.1. Metodología de IEMS y posición de Ecuador**

349. Para Ecuador, los enfoques de GSI “*respecto del muestreo, la recolección de información y el análisis no brindan una base criteriosa o razonable*” para cuantificar la extensión del daño en los Bloques, debido a que son “inherentemente subjetivos y arbitrarios” y, por lo tanto, deberían desestimarse.<sup>637</sup> En contraste con la “*artificiosa y poco confiable teoría de delineación sui generis*” de GSI, Ecuador sostiene que IEMS cuantificó de manera confiable y conservadora la extensión del daño mediante la generación de modelos y al utilizar la “*ampliamente aceptada*” técnica de interpolación de Distancia Inversa Ponderada (“IDW”, por sus siglas en inglés).<sup>638</sup>
350. Ecuador explica que IEMS utilizó el software ArcGIS para calcular el volumen total de suelos contaminados.<sup>639</sup> Al utilizar ArcGIS, IEMS desarrolló un Sistema de

---

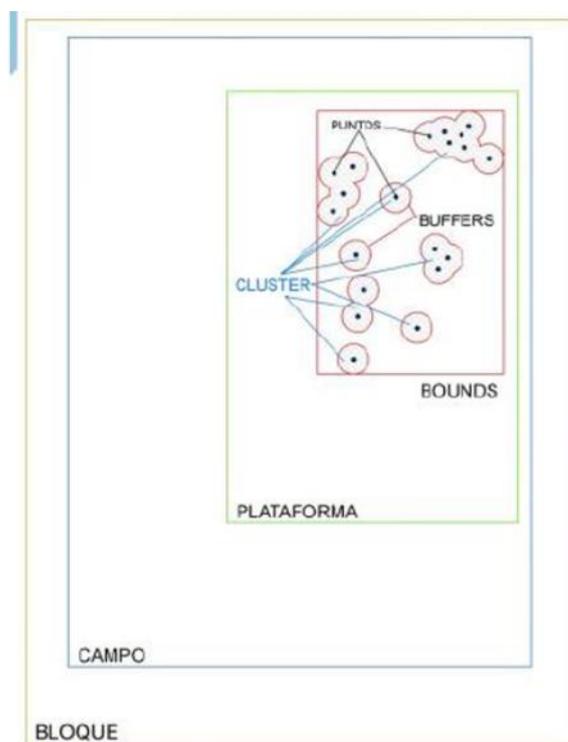
<sup>637</sup> R-EPA, ¶ 329.

<sup>638</sup> *Id.*, ¶ 331.

<sup>639</sup> 2º SMCC, ¶ 174. IEMS utilizó el software ArcGIS 10.0 y allí incluyó: (I) la ubicación geográfica de los sitios, incluidas las instalaciones de campos petrolíferos, los centros de población,

Información Geográfica para la cuantificación de la Afectación Ambiental del Suelo (“SIGAAS”), el cual ubicó en el mapa a todas las instalaciones de producción dentro del Bloque 7/CPUF y el Bloque 21.<sup>640</sup> Con respecto a las áreas de suelo contaminado, IEMS ubicó cada muestra que recogió, delineó un radio de 10 metros alrededor de dicha muestra (llamado “amortiguador” o “buffer”), y definió los límites del área contaminada como los límites exteriores de todos los amortiguadores (el grupo de amortiguadores es denominado “cúmulo” o “cluster”) señalado por un rectángulo denominado “límite” o “bound” (véase figura *infra*).<sup>641</sup>

### Representación esquemática de IEMS de macro a micro escalas<sup>642</sup>



Legend:  
Puntos = points  
Plataforma = platform  
Campo = field  
Bloque = block

351. Para calcular el volumen de suelo contaminado, IEMS modeló seis capas de diferentes profundidades (de 0 a 1 metro, 1-2 metros, 2-3 metros, 3-4 metros, 4-5

---

carreteras principales, ríos, uso de los suelos de los años 2009 y 2010, (ii) las ubicaciones geográficas de las Condiciones Ambientales Reconocidas identificadas, (iii) la ubicación geográfica de la toma de muestras, y (iv) la relación entre la información previa con las características generales de los sitios mediante el uso de imágenes de satélite, mapas y fotografías aéreas. IEMS IP3, Anexo A.8, págs. 2-3.

<sup>640</sup> IEMS IP3, pág. 145 y Anexo A.8, pág. 1.

<sup>641</sup> 2º SMCC, ¶¶ 174-175; IEMS IP3, pág. 145.

<sup>642</sup> Tabla tomada de: IEMS IP3, pág. 145, Tabla 3. Véase, asimismo: Réplica, pág. 47, Figura 1.

metros, y más de 5 metros de profundidad).<sup>643</sup> Para cada capa, IEMS midió el nivel de contaminación correspondiente a cada contaminante. IEMS explicó que su modelo analítico requería al menos tres muestras contaminadas por capa y que las capas con menos de 3 muestras contaminadas no fueron consideradas.<sup>644</sup> Una vez establecidos los límites y las capas, IEMS (i) dividió el área dentro de los límites en “celdas” de un metro cuadrado; (ii) clasificó cada celda en la que se tomaron muestras como no contaminada, contaminada por encima de los valores de fondo pero por debajo de los niveles regulatorios, o contaminada por encima de los umbrales regulatorios; y (iii) clasificó cada celda circundante mediante la aplicación del método IDW de interpolación con ArcGIS.<sup>645</sup> Mediante tal método, el valor atribuido a cada celda circundante es una función del valor de las celdas de los datos de la muestra y la distancia entre las celdas de la muestra y las celdas circundantes. En otras palabras, cuanto más cerca se encuentre una celda de una celda circundante, más impacto tendrá sobre el valor de la celda circundante. Ecuador afirma que, en consonancia con el modelo conservador de IEMS, los volúmenes totales de suelo contaminado fueron calculados sólo dentro de los límites.<sup>646</sup>

352. El método de interpolación IDW era necesario, según Ecuador, debido a la gran escala de áreas contaminadas y porque la técnica del contorneado manual requeriría recursos desproporcionados.<sup>647</sup> El método IDW fue seleccionado entre otros modelos en función de las características del suelo, y el modelo fue debidamente ajustado para tener en cuenta las características particulares de cada sitio. Además, Ecuador sostiene que la literatura confirma que la IDW constituye una forma reconocida y bien entendida de interpolación lineal. Contrariamente a la

<sup>643</sup> 2º SMCC, ¶ 176; IEMS IP3, Anexo A.8, págs. 6-7.

<sup>644</sup> IEMS explicó que: “Debido a que el método de interpolación requiere, como mínimo, tres puntos de muestreo dentro de la misma capa de análisis para poder generar un área y, además, que las muestras pertenecientes a estos puntos tengan valores significativos de contaminantes para poder evaluar el grado de dispersión, aquellos puntos de muestreo que mostraron la existencia de contaminación pero no cumplían estas condiciones (por ejemplo, cuando en una misma capa solo se dispuso de dos muestras, aún cuando las dos estuvieron contaminadas) no formaron parte del proceso de modelado atendiendo a la metodología conservadora del estudio”. IEMS IP3, pág. 146. Asimismo, IEMS sostuvo que: “Esta metodología es conservadora ya que no incluyó zonas de contaminación identificadas o potenciales que pudieron cuantificarse con certeza aceptable (por ejemplo, debido a que nuestra generación de modelos requiere al menos tres muestras contaminadas dentro de la misma profundidad; todo por debajo de por lo menos tres muestras no fue modelado)”. IEMS IP4, pág. 5. Véase, asimismo: R-EPA, ¶ 429; Tr. (Día 3) (ESP), 998:7-13 (Tribunal, Chaves).

<sup>645</sup> IEMS IP3, pág. 147; IEMS IP3, Anexo A.8, pág. 10.

<sup>646</sup> 2º SMCC, ¶¶ 176-179.

<sup>647</sup> R-EPA, ¶ 409, en referencia a: Tr. (Día 3) (ESP), 728:19-729:3 (Interrogatorio Directo, Chaves).

afirmación del perito de Burlington, el profesor Rouhani, la “*interpolación lineal determinista del método IDW no está supeditada a una semivarianza matemática (“correlación espacial”)*”, debido a que la semivarianza sólo se requiere con el método de interpolación lineal *geoestadístico* conocido como “krigeaje” (“*kriging*”).<sup>648</sup> En este contexto, Ecuador explica que el método IDW constituye un interpolador determinista, no geoestadístico. El corolario de lo anterior es que la Distancia Inversa Ponderada asume una correlación espacial. Por consiguiente, la correlación espacial no fue probada por IEMS porque la Distancia Inversa Ponderada no depende matemáticamente de la semivarianza.<sup>649</sup>

353. Ecuador sostiene además que la “*revisión teórica*” del profesor Rouhani empleó un análisis totalmente inaplicable.<sup>650</sup> Por ejemplo, los variogramas no se utilizan para evaluar la Distancia Inversa Ponderada de manera *post hoc*. En efecto, el profesor Rouhani admitió que su enfoque era “*subóptimo*”.<sup>651</sup> Además, IEMS confirmó que la contaminación de los Bloques estaba, en todo caso, lo suficientemente correlacionada en cada sitio en particular, y el profesor Rouhani reconoció que la experiencia práctica supera al análisis estadístico.<sup>652</sup> Por último, la referencia de Burlington a la literatura que sugiere que el método IDW no debe utilizarse para la toma de decisiones está fuera de lugar, ya que (i) la literatura invocada por Burlington es publicada por el desarrollador del software ArcGIS Geostatistical Analyst, (ii) que el manual no excluye la utilización de IDW, sino que simplemente advierte a los usuarios acerca de la fiabilidad de las interpolaciones IDW, y (iii) IEMS aplicó el método IDW de forma conservadora y con la debida precaución, por ejemplo, mediante la aplicación de sistemas de control y capacidad de predicción.<sup>653</sup>

354. Con respecto al último punto, Ecuador insiste en que modelo integral de IEMS se basa en un muestreo sólido que tiene en cuenta la topografía y las características del sitio. Además, el modelado se realizó dentro de áreas de límites acotados y con una buena toma de muestras. Estos límites circunscribían áreas de contaminación conocida. Asimismo, contrariamente a la afirmación del profesor Rouhani, IEMS

---

<sup>648</sup> R-EPA, ¶ 412 (énfasis en el original).

<sup>649</sup> *Id.*, ¶ 414.

<sup>650</sup> *Id.*, ¶ 415.

<sup>651</sup> *Ibid.*, haciendo referencia a: Tr. (Día 5) (ESP), 1902:3-5 (Contrainterrogatorio, Rouhani).

<sup>652</sup> R-EPA, ¶ 418, en referencia a: Tr. (Día 5) (ESP), 1890:13-20 (Contrainterrogatorio, Rouhani).

<sup>653</sup> R-EPA, ¶ 419.

incluyó muestras limpias en su modelado. Por otra parte, el método IDW fue utilizado solamente en aquellos lugares con un mínimo de tres puntos de datos cercanos, y IEMS ponderó las interpolaciones IDW de forma conservadora mediante el uso de una potencia de 3, en lugar de la potencia estándar de 2, con la consecuencia de que la importancia otorgada a cada muestra disminuyó rápidamente.<sup>654</sup> Finalmente, IEMS no realizó interpolaciones entre puntos separados a más de 300 metros de distancia.<sup>655</sup>

355. Ecuador también sostiene que Burlington se equivoca al afirmar que el método IDW es “*conceptualmente defectuoso*” o “*científicamente inadecuado*”.<sup>656</sup> De hecho, el profesor Rouhani confirmó durante la audiencia que el enfoque IDW de IEMS constituye un “*análisis sistemático de espacio amplio*”.<sup>657</sup> En efecto, los peritos de ambas partes emplearon algún tipo de interpolación lineal. No obstante, tal como lo observara el profesor Rouhani en la Audiencia, GSI utilizó la técnica “*rudimentaria*” de contorneado manual, mientras que IEMS aplicó el método IDW más convincente y conservador.<sup>658</sup> Ecuador además explica que GSI también utilizó formas matemáticas para interpolar el alcance de los impactos negativos. De hecho, “*todos los expertos coinciden en que la aproximación matemática constituye la forma científicamente correcta para calcular la contaminación del medio ambiente*”.<sup>659</sup> Asimismo, la crítica por parte de GSI sobre la utilización de software es infundada, ya que GSI también utiliza una computadora para sus líneas de contorno “*dibujadas a mano*”.<sup>660</sup> Por último, según Ecuador, la aseveración de GSI de que IEMS realizó una extrapolación desde un punto determinado hacia el exterior es claramente errónea. La interpolación se realizó dentro de límites bien definidos, que circunscribían “*áreas con un sólido muestreo, que se sabía estaban contaminadas*”.<sup>661</sup>

356. En cuanto a la cuantificación de la contaminación por parte de GSI, Ecuador argumenta que el enfoque de GSI no es confiable por varios motivos: (i) GSI no

---

<sup>654</sup> *Id.*, ¶ 431. Véase, asimismo: IEMS IP3, Anexo A.8, pág. 9.

<sup>655</sup> R-EPA, ¶ 432.

<sup>656</sup> *Id.*, ¶ 394, hacienda referencia a: Dúplica, ¶ 159.

<sup>657</sup> R-EPA, ¶¶ 339, 407, hacienda referencia a: Tr. (Día 5) (ENG), 1799:5 (Contrainterrogatorio, Rouhani).

<sup>658</sup> R-EPA, ¶ 396.

<sup>659</sup> *Id.*, ¶ 399.

<sup>660</sup> *Id.*, ¶¶ 400-404.

<sup>661</sup> *Id.*, ¶¶ 405-406.

realizó un análisis de todo el sitio; (ii) las reglas de exclusión topográfica de GSI hechas a su medida y de manera arbitraria son científicamente defectuosas; (iii) GSI no “se alejó” para tomar muestras adicionales hasta llegar al suelo limpio; (iv) el enfoque manual de delineación de GSI es arbitrario y (v) produce errores masivos; y (vi) el factor de contingencia de GSI no puede hacer desaparecer las deficiencias metodológicas de gran escala del enfoque de delineación de GSI.<sup>662</sup>

357. En primer lugar, Ecuador destaca que GSI se limitó al muestreo de IEMS sin realizar por sí mismo un análisis de todo el sitio, lo cual socava su pretensión de una evaluación exhaustiva.<sup>663</sup> Para Ecuador, la delineación correcta requeriría una evaluación sobre una base de cuadrícula metro por metro. Ecuador afirma que debido a que Burlington tiene la carga de demostrar la ausencia de efectos negativos significativos, hubiera sido esperable que GSI llevara a cabo una evaluación sistemática: “[L]a forma más fácil para que GSI refutara la cuantificación de los efectos negativos de IEMS era llevar a cabo un muestreo, metro por metro, a lo largo de los sitios y realizar una verdadera delineación”.<sup>664</sup> Lo que resulta fundamental es que Burlington no sólo decidió no llevar a cabo el muestreo de todo el sitio, sino que también decidió no comprobar seriamente “si el programa de muestreo de IEMS era representativo de la contaminación a lo largo de los Bloques”.<sup>665</sup> Además, Ecuador sostiene que las críticas puntuales planteadas por Burlington y GSI no abordan la cuestión más general de “si, en su totalidad, el diseño de muestras de IEMS produjo un conjunto de muestras representativo sobre el cual podría basar sus interpolaciones”.<sup>666</sup>
358. En segundo lugar, según Ecuador, la “delineación sui generis” de GSI encuentra fundamento en un conjunto de reglas de exclusión topográfica de su propia confección y arbitrarias<sup>667</sup> que, no obstante, GSI no aplica. Como punto de partida,

---

<sup>662</sup> *Id.*, ¶¶ 333, 335-391.

<sup>663</sup> *Id.*, ¶ 358.

<sup>664</sup> *Id.*, ¶ 344.

<sup>665</sup> *Id.*, ¶ 345.

<sup>666</sup> *Ibid.*

<sup>667</sup> *Id.*, ¶ 349-351, donde Ecuador proporciona una lista de estas reglas de exclusión topográfica: (i) se consideraron las características topográficas, tales como arroyos y zonas de captación; (ii) los impactos dentro de las características de los arroyos fueron limitados por las cuencas de los arroyos; (iii) las extensiones aguas arriba y aguas abajo de los impactos se propagan al punto con concentraciones más cercano por debajo de los criterios aplicables en cada dirección; (iv) los impactos que afectan un área localizada en una pendiente se supone que se extienden dos veces más hacia abajo de la pendiente que cuesta arriba; (v) siempre se consideraron las características del sitio, tales como los bordes de pozos, las plataformas, los

Ecuador señala que es necesario recordar que tanto RPS como IEMS confirmaron que una vez que la contaminación alcanza el subsuelo, *“cualquier característica topográfica de la superficie ya no tendrá ningún impacto sobre la forma en que la contaminación migra a través del subsuelo”*.<sup>668</sup> Es importante destacar que GSI aplicó sus propias reglas topográficas de una manera arbitraria. Al hacerlo, el profesor Rouhani admitió que GSI no tomó muestras adicionales de delineación alrededor de los puntos de excedencia, tales como, por ejemplo, en Coca 8, donde GSI no tomó ninguna muestra de delineación al noreste, este, sureste, sur o suroeste del punto de excedencia # 5 (CO08-4M-03).<sup>669</sup> Ecuador resaltó que el profesor Rouhani aceptó que *“h[ubiese] sido muchísimo más fácil para resolver este problema sacar una muestra de delineación adicional”*.<sup>670</sup>

359. En tercer lugar, Ecuador critica que GSI no *“se alejó”* para tomar muestras adicionales hasta alcanzar el suelo limpio.<sup>671</sup> Ecuador explicó que, *“[e]n todos los casos, las delineaciones de GSI se basan en sólo dos muestras: una “excedencia” y una “no excedencia”*.<sup>672</sup> Sin embargo, como sostuviera IEMS, el paso más obvio para lograr una verdadera delineación hubiera sido continuar el muestreo hasta que se descubriera el suelo limpio. Como circunstancia agravante, Ecuador resalta que GSI voluntariamente colocó muestras sucias de nuevo en el suelo, descartándolas totalmente.<sup>673</sup> Esto ocurrió no sólo en unos pocos casos como alegara GSI, sino en al menos 6 sitios (de los 17 donde GSI tomó muestras de delineación).<sup>674</sup> Ecuador sostiene que cuando se solicitaron comentarios al respecto, GSI explicó *“cínicamente”*: *“Y la razón de ello es porque salimos de allí para continuar buscando*

---

separadores de agua-aceite, y/o las carreteras; (vi) los resultados de muestreo de los puntos situados a más de 100 metros de distancia de un punto de excedencia solamente fueron considerados desde un punto de vista cualitativo en cada caso, pero no se utilizaron a los fines de una interpolación. Ecuador presenta una advertencia a GSI por no proporcionar ninguna justificación para tales normas, o por no brindar explicaciones sobre cómo se consideraron los factores dentro de estas reglas. Véase, por ejemplo: GSI IP1, Ap. L, Adj. L.6.E, pág. L.1 (Coca 8).

<sup>668</sup> R-EPA, ¶ 350.

<sup>669</sup> *Id.*, ¶ 360. Ecuador también señala la Excedencia #1 (CO08-4M-07), donde GSI no tomó ninguna muestra de delineación suplementaria hacia el noroeste, el oeste, el suroeste o el sur, y la Excedencia #4 (CO08-4M-04), donde GSI no tomó ninguna muestra de delineación más al sur. También en referencia a: Tr. (Día 5) (ESP), 1887:19-1888:3 (Contrainterrogatorio, Rouhani).

<sup>670</sup> R-EPA, ¶ 353, en referencia a: Tr. (Día 5) (ESP), 1887:16-18 (Contrainterrogatorio, Rouhani).

<sup>671</sup> R-EPA, ¶ 356.

<sup>672</sup> *Id.*, ¶ 359 (énfasis en el original).

<sup>673</sup> *Id.*, ¶ 363.

<sup>674</sup> *Id.*, ¶ 365, en referencia a: Coca 1, Coca 6, Coca 8, Jaguar 1, Mono CPF y Payamino 23.

*el margen limpio*".<sup>675</sup> Según Ecuador, "[u]na verdadera delineación requería un muestreo continuo en todas las direcciones hasta que se pudiera capturar toda la contaminación".<sup>676</sup>

360. En cuarto lugar, Ecuador afirma que el enfoque de delineación de GSI es, en cualquier caso, totalmente subjetivo y arbitrario.<sup>677</sup> GSI no cita ninguna literatura en apoyo de su enfoque *sui generis*. Tal como fue concedido por el profesor Rouhani, las líneas de contorno de isoconcentración constituyen una "*forma muy rudimentaria*" de interpolación.<sup>678</sup> Asimismo, esta técnica no proporciona ninguna certeza, ya que no es posible evaluar los errores asociados con las marcas de graduación o las líneas de contorno dibujadas a mano.
361. En quinto lugar, el enfoque de GSI produjo errores masivos según Ecuador, sobre todo debido a su "dilución de muestras" (tanto a través de la utilización de muestras compuestas como de la colocación de muestras sucias nuevamente en el suelo).<sup>679</sup> Finalmente, la "*contingencia*" *multipropósito de 20%*" de GSI no puede dar cuenta de los errores en las delineaciones de GSI y constituye un "*margen completamente inadecuado para las limitaciones masivas y los errores inherentes a las delimitaciones de GSI*".<sup>680</sup> Sin embargo, Ecuador señala que los expertos de ambas Partes concuerdan con que un factor de contingencia oscilando entre el 20% y el 30% debería ser incluido.<sup>681</sup>

#### 4.4.2. Metodología de GSI y posición de Burlington

362. Para Burlington, la dependencia de Ecuador sobre el modelo computarizado de IEMS para calcular los volúmenes del suelo supuestamente contaminado es "*[u]no de los defectos más consecuentes en la reclamación ambiental de Ecuador*".<sup>682</sup> El resultado es incrementar artificialmente las estimaciones de la contaminación del suelo al basarse en la generación de modelos en lugar de realizar la delineación de

---

<sup>675</sup> *Id.*, ¶ 363, citando: Tr. (Día 5) (ENG), 1588:6-8 (Contrainterrogatorio, Bianchi). El Tribunal ha traducido desde la transcripción en inglés ya que considera que la versión en español (Tr. (Día 5) (ESP), 1669:3-5 (Contrainterrogatorio, Bianchi)) no refleja claramente la intervención del Sr. Silva Romero, que fue presentado en inglés.

<sup>676</sup> R-EPA, ¶ 362.

<sup>677</sup> *Id.*, ¶¶ 372-381.

<sup>678</sup> *Id.*, ¶ 374, en referencia a: Tr. (Día 5) (ESP), 1876:11-18 (Contrainterrogatorio, Rouhani).

<sup>679</sup> R-EPA, ¶¶ 382-386.

<sup>680</sup> *Id.*, ¶ 333, 387-391.

<sup>681</sup> *Id.*, ¶ 873.

<sup>682</sup> Dúplica, ¶ 154.

la contaminación real en los campos.<sup>683</sup> Burlington también critica a IEMS por cometer errores graves en la construcción de su modelo,<sup>684</sup> y argumenta que si IEMS hubiera llevado a cabo pruebas de validación, se habrían dado cuenta de que el modelo es “*muy poco confiable*”.<sup>685</sup>

363. Burlington señala que la metodología de generación de modelos es incorrecta y poco confiable,<sup>686</sup> en particular debido a que no se encuentran presentes en este caso las circunstancias específicas que puedan justificar el uso de predicciones informáticas en lugar de datos reales.<sup>687</sup> Basándose en las afirmaciones del profesor Rouhani, Burlington sostiene que el único método fiable para los Bloques es la “*delineación de campo específica del sitio, basándose en datos y observaciones reales*”.<sup>688</sup> Por lo tanto, GSI empleó la metodología conocida como “*contorno a mano*” la cual implica “*tomar muestras en áreas de contaminación conocida o sospechada y luego ‘delinear’ esas áreas tomando muestras adicionales hasta llegar al suelo limpio*”.<sup>689</sup> Dichas muestras limpias, junto con las características topográficas, proporcionan los “*contornos del área contaminada*”.<sup>690</sup>
364. Con respecto al ejercicio de modelación de Ecuador, Burlington sostiene que IEMS utilizó ArcGIS para modelar la extensión de la contaminación, a pesar de que ese software “*no está diseñado para extrapolar hacia el exterior desde un punto de datos en particular*”, sino que sólo sirve para “*interpolar entre los valores de datos trazados*”.<sup>691</sup> Tal como fue indicado por el profesor Rouhani, el método IDW “*simplemente no es un método adecuado para modelar la contaminación del suelo en los Bloques, ya que no puede hacer predicciones dentro de un rango aceptable de confiabilidad*”.<sup>692</sup>

---

<sup>683</sup> *Id.*, ¶¶ 159-171.

<sup>684</sup> *Id.*, ¶¶ 172-182.

<sup>685</sup> *Id.*, ¶¶ 183-194.

<sup>686</sup> CMCC, ¶¶ 383-396.

<sup>687</sup> Dúplica, ¶ 156.

<sup>688</sup> *Id.*, ¶¶ 156, 161; Rouhani IP, ¶¶ 88, 98, 100. Asimismo, Burlington también argumentó que “[p]or su naturaleza, por lo tanto, este proceso de modelado genera una imagen imperfecta de la realidad, y sólo debería ser usado cuando los datos reales no pueden ser obtenidos razonablemente”. Dúplica, ¶ 162.

<sup>689</sup> Dúplica, ¶ 160.

<sup>690</sup> *Ibid.*; GSI IP1, ¶ 234 y Ap. D, págs. 10-11, 23-25; GSI IP2, ¶ 49(c). Véase asimismo el vídeo que explica el proceso de contorneado a mano ([Anexo CE-CC-368](#)).

<sup>691</sup> CMCC, ¶ 384; GSI IP1, ¶¶ 120-121 y Anexo Documental 20.

<sup>692</sup> Dúplica, ¶ 155; Rouhani IP, ¶¶ 50, 69.

365. Burlington explica que IEMS debería haber interpolado ya que así “se toman muestras hacia el exterior desde un punto contaminado hasta que se encuentran muestras acordes”.<sup>693</sup> Por el contrario, IEMS utilizó una función de “relleno” de ArcGIS para conectar las muestras “*que no estaban limpias*”, ignorando así la topografía (tal como demuestran los ejemplos de Punino y Coca 1)<sup>694</sup> y otras características físicas (tales como drenajes bajos, caminos o colinas),<sup>695</sup> lo cual resulta en un ejercicio de modelación en el que la “*gran mayoría de las áreas*” que se suponen contaminadas son, en efecto, áreas en las que las propias muestras de IEMS cumplen con los criterios regulatorios de Ecuador “o áreas en las que no se tomaron muestras en absoluto”.<sup>696</sup> Asimismo, los modelos de IEMS se extienden “*mucho más allá de la proximidad de cualquiera de las muestras de IEMS*” por lo cual se imputa la supuesta contaminación en áreas donde no se realizó un muestreo.<sup>697</sup> Burlington también critica el “*tratamiento incongruente de muestras tomadas de fosas*” por parte de IEMS, en particular su uso de tales muestras para la interpolación en áreas que se extienden más allá de los límites de las fosas,<sup>698</sup> así como su sustitución de “valores cerca del límite de detección” para las muestras que no presentan una detección.<sup>699</sup>
366. Según Burlington, IEMS no brindó ninguna explicación para la elección del método IDW sobre otros métodos.<sup>700</sup> El método IDW sólo calcula un “*promedio, ponderado por la distancia*”, basado en la suposición de que todos los puntos están “*correlacionados*”, independientemente de “*cuán lejos uno viaje desde esas muestras, cuán poco relacionada está el área que se está interpolando con aquella de la cual se tomaron las muestras, o si hay características topográficas o de otro*

---

<sup>693</sup> CMCC, ¶ 385.

<sup>694</sup> GSI IP1, ¶ 125 y Ap. F.5, págs. 10-12, 14-15. Burlington explicó la consecuencia de no tener en cuenta la topografía y otras características físicas de la siguiente manera: “*La decisión de IEMS de ignorar por completo las características físicas de los Bloques, muchas áreas de las cuales limitarían naturalmente la contaminación, parece deliberada. Para ello seleccionó específicamente zonas bajas para sus puntos de muestreo, debido a que la contaminación migra gradiente abajo de manera natural. A continuación, seleccionó un procedimiento de modelado que ignora estos límites físicos y ‘encontró’ contaminación en las áreas altas circundantes donde los impactos simplemente no son factibles*” (notas al pie omitidas). CMCC, ¶ 388. Véase, asimismo: GSI IP1, ¶ 117 y Ap. F.5, pág. 14.

<sup>695</sup> CMCC, ¶ 393.

<sup>696</sup> *Id.*, ¶ 386; GSI IP1, ¶¶ 124-127 y Anexo 21; Dúplica, ¶ 182; GSI IP2, Ap. F.5, págs. 12-14.

<sup>697</sup> CMCC, ¶ 393.

<sup>698</sup> Dúplica, ¶ 182; GSI IP2, Ap. 5, págs. 14-19.

<sup>699</sup> Dúplica, ¶ 182; GSI IP2, Ap. 5.

<sup>700</sup> Dúplica, ¶ 173.

*tipo que habrían de aislar naturalmente un área de la otra*".<sup>701</sup> En otras palabras, Burlington sostiene que el modelo de IEMS es "*ciego a la ausencia de correlación entre los datos existentes y el punto que se le ha ordenado que pronostique*".<sup>702</sup>

367. Según Burlington, el argumento de Ecuador de que la evaluación de las condiciones reales del suelo habría requerido 1,12 millones de muestras adicionales carece de validez, especialmente porque (i) el muestreo no era necesario en la mayoría de los Bloques, donde IEMS ni siquiera identificó excedencias o Condiciones Ambientales Reconocidas ("RECs", por sus siglas en inglés), (ii) el 88% de las locaciones de muestreo de IEMS cumplen con los criterios regulatorios, y (iii) IEMS no tuvo en cuenta todos los datos disponibles, haciendo caso omiso de "más de 500 muestras de suelo, incluyendo todos los datos recogidos por GSI (390 muestras de suelo) así como también las propias muestras de IEMS de su campaña de campo más reciente (157 muestras de suelo)".<sup>703</sup> Burlington argumenta que la diferencia entre los enfoques de IEMS y GSI se ilustra mejor al comparar los resultados de la contaminación de bario en Mono CPF, donde el modelo de IEMS predice una contaminación "*que no tiene relación con la topografía del sitio o con la existencia de muestras limpias*".<sup>704</sup> La siguiente imagen es utilizada por Burlington para mostrar cómo GSI utilizó tanto muestras de delineación como topografía para trazar a mano el contorno de la contaminación.<sup>705</sup>

---

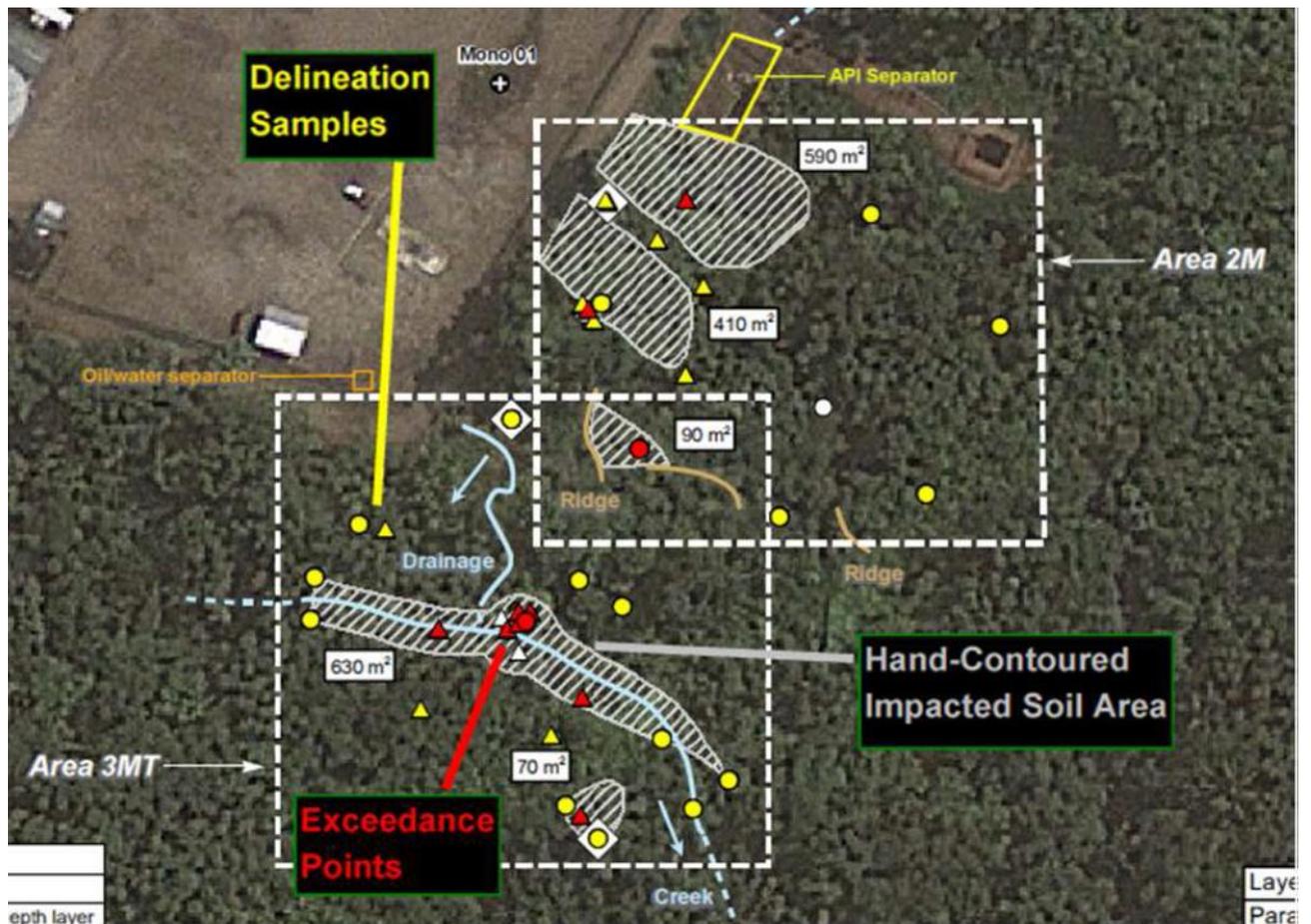
<sup>701</sup> *Id.*, ¶¶ 173-174.

<sup>702</sup> *Id.*, ¶ 174.

<sup>703</sup> *Id.*, ¶ 168 (énfasis en el original).

<sup>704</sup> *Id.*, ¶¶ 163-165.

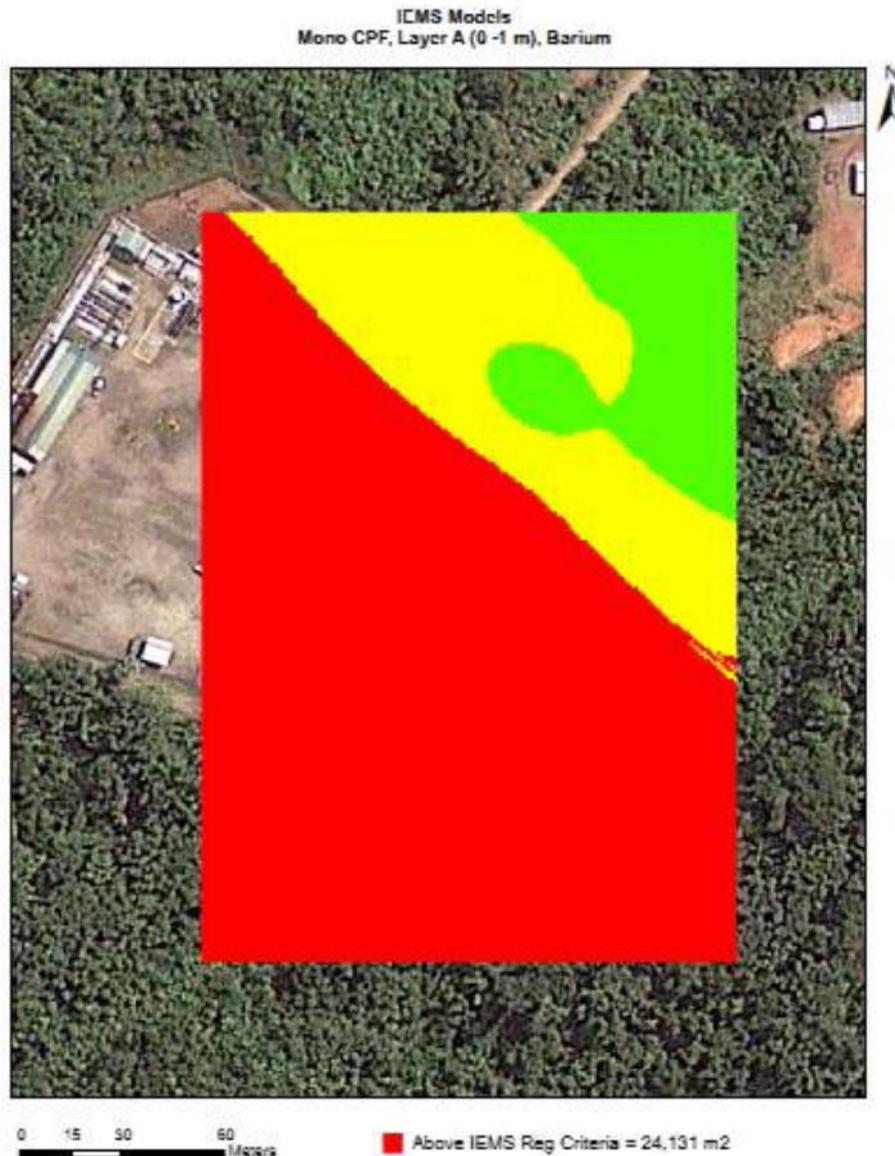
<sup>705</sup> *Id.*, ¶ 163; GSI IP1, Ap. L, Mono CPF, Figura L.50.E.B.1.



368. Por el contrario, Burlington explica que el área roja en el modelo de IEMS a *infra*<sup>706</sup> describe el argumento regulatorio de Ecuador y demuestra cómo IEMS predijo una contaminación que no tiene relación con la topografía o las muestras limpias.<sup>707</sup>

<sup>706</sup> Dúplica, ¶ 164; ver también imagen en ¶ 180. El Tribunal observa que este mapa no corresponde al que se encuentra en los anexos de IEMS y que Burlington no identificó la Fuente de este mapa. Ver: IEMS IP3, Anexo C, Mono CPF, pág. 26 y Anexo C Corregido, Mono CPF, p, 27; IEMS IP4, Adj. 38, Mono CPF, pág. 29. Al parecer el mapa fue generado por GSI como parte de un ejercicio para evaluar el efecto de varios modelos de radios de búsqueda en el área predicha de suelos impactados, y en particular, el efecto del radio variable de búsqueda utilizado por IEMS. Ver: GSI IP2, pág. 35, Anexo 17 y Anexo F.5, pág. F.5.7, Figura F.5.5. Como se ve *infra* (párrafo 3756), el Tribunal se basó en los mapas preparados por IEMS.

<sup>707</sup> Dúplica, ¶ 164. Burlington explicó que: “El área roja representa las excedencias pronosticados de los criterios de reglamentación de IEMS, y sugiere que hay “contaminación” extendiéndose hacia arriba y por encima de la plataforma. Ese resultado es claramente irracional: no tiene relación aparente con la topografía observada en el suelo o en el sitio de las excedencias reales (ninguno de los cuales estaba sobre la plataforma)”. *Id.*, ¶ 165.



369. Según Burlington, el empleo de métodos apropiados de delineación reduciría las estimaciones de IEMS “a prácticamente nada”.<sup>708</sup> Burlington explicó además que IEMS complica la cuestión al realizar una serie de “errores y omisiones extraordinarios” en la construcción y la aplicación de su método, lo cual arrojó resultados distorsionados.<sup>709</sup> En particular, Burlington resalta el hecho de que IEMS convierte muestras sin detección en valores positivos (los llamados falsos positivos) con el resultado de que el software ArcGIS utilizó erróneamente “valores de datos positivos para generar mapas de las zonas supuestamente ‘contaminadas’”.<sup>710</sup> Burlington sostiene que esto resultó en una manipulación del 79% de los puntos de

<sup>708</sup> CMCC, ¶ 396.

<sup>709</sup> Dúplica, ¶ 157.

<sup>710</sup> CMCC, ¶ 399; Dúplica, ¶ 182; GSI IP2, Ap. F.5, pág. 5.

datos de IEMS.<sup>711</sup> La explicación de Ecuador con respecto a la función de la potencia no es válida ya que la función de la potencia simplemente indica al modelo IDW “*cuán pesadamente ponderar una muestra en comparación con otra sobre la base de su proximidad*”, pero “*siempre va a calcular un valor por cada celda en el área modelada que está entre el valor mínimo y máximo de la muestra, sin importar qué potencia se use*”.<sup>712</sup> En lugar de utilizar un radio de búsqueda fijo para evitar una extralimitación, IEMS utiliza un radio de búsqueda variable; por consiguiente, los cálculos IDW del modelo continúan “*hasta llegar a los límites del modelo*”,<sup>713</sup> tal como fue demostrado por GSI al modificar los límites del modelo.<sup>714</sup>

370. Por último, Burlington argumenta que el hecho de que IEMS no realizara pruebas de validación significativas demuestra la falta de confiabilidad de su modelo, debido a que el profesor Rouhani confirmó que este tipo de modelos requiere pruebas de validación.<sup>715</sup> En carácter de comprobación básica de la realidad, IEMS debería al menos haber comparado su modelo a las 390 muestras de suelo de GSI o a sus propias 157 muestras adicionales. En cambio, IEMS sólo representó gráficamente sus nuevas locaciones de muestreo en los mapas del sitio, lo cual resultó en la aparición de muestras limpias en áreas supuestamente contaminadas, tales como Coca 8, Coca 9, Coca 18-19, Payamino 4, Mono CPF, Mono 10-12 y Cóndor Norte.<sup>716</sup> En este contexto, la validación cruzada de IEMS en Coca 8 mediante la consideración de “*un solo analito en una sola capa en un solo sitio*” no es confiable, ya que la validación cruzada “*funciona de ese modo solamente en puntos para los cuales el modelo ya contiene datos*” y no en lugares distantes de las muestras conocidas.<sup>717</sup> En cualquier caso, la validación cruzada de IEMS demuestra que “*la diferencia promedio entre los valores conocidos y los valores pronosticados*” es diez veces mayor que el nivel de error aceptable calculado por el profesor Rouhani.<sup>718</sup>

371. Por otra parte, argumenta Burlington, IEMS debería haber realizado pruebas adicionales mediante la medición de la correlación de los datos y la representación

---

<sup>711</sup> CMCC, ¶ 403; GSI IP1, ¶ 74.

<sup>712</sup> Dúplica, ¶ 175.

<sup>713</sup> *Id.*, ¶¶ 177-178.

<sup>714</sup> *Id.*, ¶¶ 178-181; GSI IP2, ¶ 86 y Ap. F.5, págs. 6-9.

<sup>715</sup> Dúplica, ¶ 183; Rouhani IP, ¶¶ 38-39.

<sup>716</sup> Dúplica, ¶¶ 184-185, en referencia a: IEMS IP4, Adj. 36.

<sup>717</sup> Dúplica, ¶ 187.

<sup>718</sup> *Id.*, ¶ 188; Rouhani IP, ¶¶ 34-37.

gráfica de la confiabilidad de las predicciones del modelo a través de un mapa de los errores estándar de predicción (“PSE”, por sus siglas en inglés).<sup>719</sup> Con respecto a la correlación de datos, los variogramas del profesor Rouhani demostraron que “más de la mitad de las capas del modelo” no están correlacionadas con el resultado de que la interpolación lineal es poco confiable.<sup>720</sup> IEMS también debería haber puesto a prueba la confiabilidad de su interpolación mediante la generación de un mapa PSE reflejando las “zonas de confiabilidad” e indicando el rango de error dentro de cada zona.<sup>721</sup> Para Burlington, la evaluación por parte del profesor Rouhani del modelo IEMS a través de una validación cruzada y del uso de mapas PSE confirmaron que el modelo no es fiable.<sup>722</sup>

#### 4.4.3. Análisis

372. Después de considerar detalladamente las pruebas y los argumentos de las Partes, el Tribunal llega a la conclusión de que, entre los métodos que le fueron presentados, el método más adecuado para estimar las áreas impactadas y para calcular los volúmenes de suelo contaminados que requieren una remediación es la delimitación de focos de contaminación discreta basándose en el muestreo real. Por ende, descarta el modelado de IEMS, el cual considera poco confiable, o, al menos, menos confiable, en las presentes circunstancias. Por diversas razones, sin embargo, el Tribunal no se basa por completo en los resultados del ejercicio de delimitación de GSI y, por lo tanto, ha calculado de forma independiente las áreas impactadas y los volúmenes de suelo. El Tribunal, en primer lugar, ofrece sus razones para descartar la generación de modelos de IEMS ((a) *infra*), y luego aborda los problemas relativos a algunas delimitaciones de GSI ((b) *infra*), como introducción a la explicación de su propio enfoque ((c) *infra*).

##### a. Modelado de IEMS

373. El Tribunal descartó el modelado de IEMS por varios motivos, ya que en demasiadas ocasiones pareciera no existir una relación razonable entre las predicciones del modelo y los datos reales, lo cual incrementa excesivamente la magnitud de las áreas contaminadas. El modelo, *inter alia*, no considera adecuadamente las muestras limpias, se extiende a áreas en las que no se llevó a cabo una toma de muestras, y no representa de manera suficiente la topografía y

---

<sup>719</sup> Dúplica, ¶ 190.

<sup>720</sup> *Id.*, ¶ 191; Rouhani IP, ¶¶ 26-28 y Tabla A.1.

<sup>721</sup> Dúplica, ¶ 192.

<sup>722</sup> *Id.*, ¶ 193; Rouhani IP, ¶¶ 50, 69.

otras características físicas. Además, pareciera que IEMS no comprobó la fiabilidad de sus conclusiones a pesar de que las instrucciones para el usuario de ArcGIS requieren una validación cruzada.<sup>723</sup> Dichos defectos de la generación de modelos de IEMS se analizan *infra*.

374. En primer lugar, la Audiencia y la Visita del Sitio mostraron que el modelo de IEMS se extiende a zonas demostrablemente no contaminadas. Los peritos coinciden en que los datos de muestreo de los suelos determinan la existencia de contaminación.<sup>724</sup> Burlington ha señalado con razón a Gacela 4 y Jaguar 3 como ejemplos en los que las muestras limpias recogidas por IEMS durante su cuarta campaña de muestreo se encuentran en áreas que se modelaron como contaminadas después de las primeras tres campañas de muestreo, lo cual desmiente las predicciones del modelo.<sup>725</sup> La remodelación por parte de IEMS de Gacela 4 luego de la cuarta campaña aun predijo la existencia de contaminación en zonas donde se habían encontrado nuevas muestras limpias.<sup>726</sup>
375. Del mismo modo, durante la Visita del Sitio, el Tribunal observó la ausencia de correlación de los datos incluidos en los modelos de IEMS, en particular en Gacela 2 y Mono CPF. La imagen de Gacela 2 *infra* muestra cómo el modelo de IEMS predice una contaminación que se extiende hacia arriba y a través de la mayor parte de la plataforma hacia el norte (y más allá) hasta alcanzar zonas donde no se había recogido ni una sola muestra de suelo.<sup>727</sup> De hecho, sólo una de las muestras tomadas en la plataforma -señalada por el Tribunal con una flecha- pareciera

---

<sup>723</sup> Las instrucciones para el usuario de ArcGIS establecen en la parte pertinente: “*Antes de crear la superficie final, debe tener una idea de la precisión con la que el modelo predice los valores en lugares desconocidos. La validación cruzada y la validación asisten en la toma de una decisión informada en cuanto a qué modelo ofrece las mejores predicciones. Las estadísticas calculadas sirven como agentes de diagnóstico que indican si el modelo y/o sus valores de parámetros asociados son razonables*”. Realización de Validación Cruzada y Validación, pág. 1 (**Anexo CE-CC-439**).

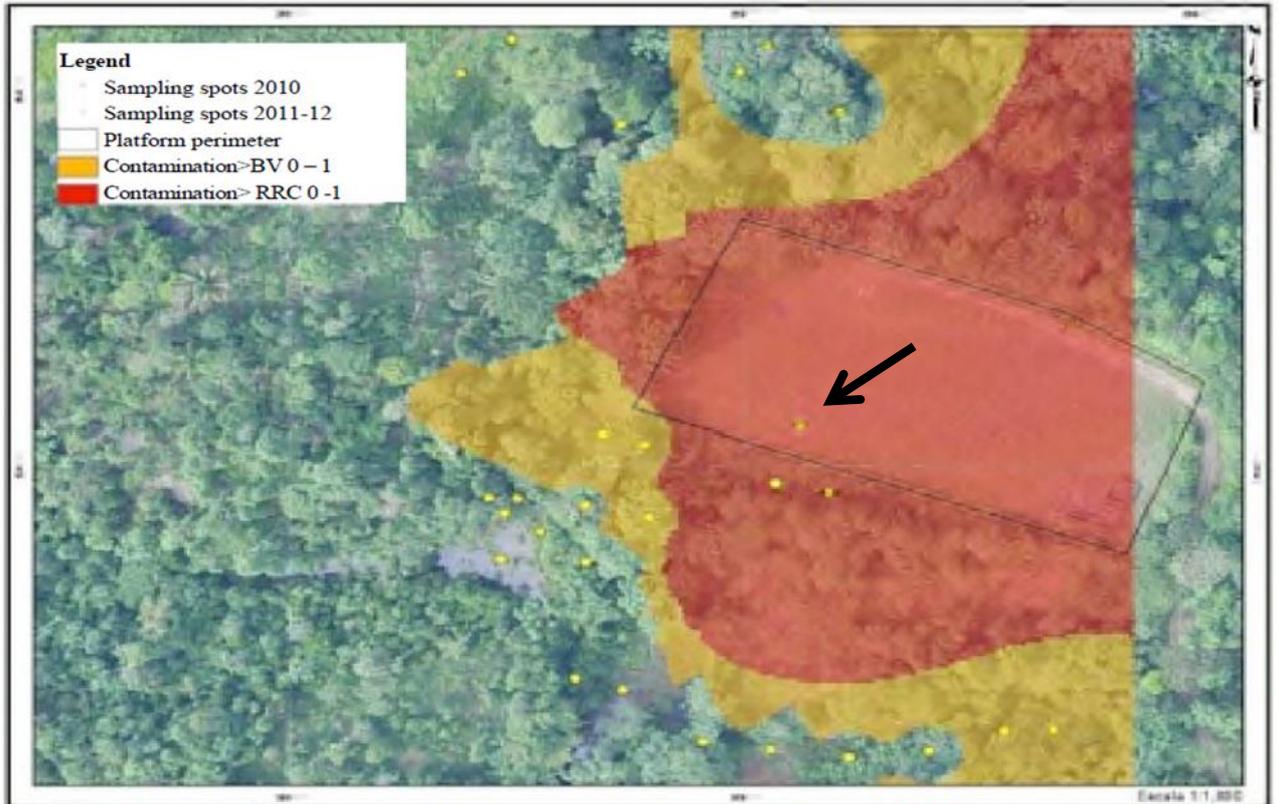
<sup>724</sup> Tr. (Día 3) (ESP), 759:17-21 (Contrainterrogatorio, Alfaro); Tr. (Día 5) (ESP), 1607:6-11 (Contrainterrogatorio, Connor).

<sup>725</sup> C-EPA, ¶¶ 160-164. Para el caso de Gacela 4, remítase a: C-EPA, ¶¶ 160-161 y compárese con: IEMS IP4, Adj. 38, Gacela 4, pág. 17 con Gacela 4\_Remodelado, Figura 2D (**Anexo E-501**) como así también Gacela 4, Figura 06-B (**Anexo E-499**). Para el caso de Jaguar 3, remítase a: C-EPA, ¶¶ 162-163 y compárese con: IEMS IP4, Adj. 38, Jaguar 3, pág. 17 con Jaguar 3\_Remodelado, Figura 08-B (**Anexo E-499**).

<sup>726</sup> C-EPA, ¶ 161.

<sup>727</sup> IEMS IP4, Adj. 38, Gacela 2, pág. 19. El área roja muestra las predicciones de contaminación de IEMS por encima de los criterios normativos de Ecuador para los ecosistemas sensibles en virtud de la Tabla 6 del RAOHE.

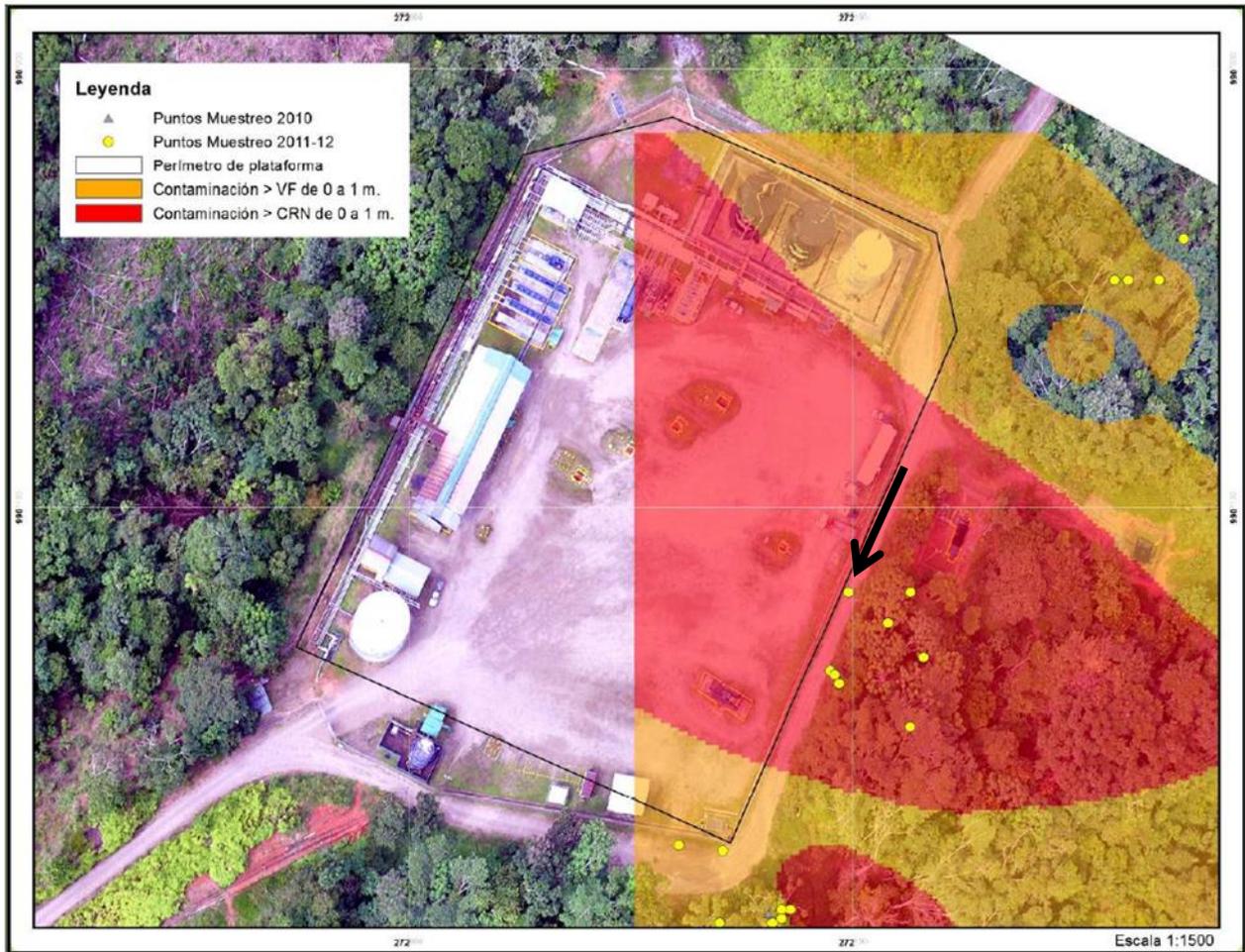
impulsar las predicciones del modelo (todas las otras muestras se encuentran hacia el sur o suroeste de la plataforma y en altitudes más bajas que la plataforma):



Source: Aerial photograph taken by the IEMS team from a helicopter (February 2012)  
Scale 1:1,000

376. De manera similar, la imagen de Mono CPF *infra* refleja muestras tomadas a una baja altitud fuera de la plataforma hacia el este en el área designada por GSI como Área 2M -una vez más señalada por el Tribunal con una flecha-, la cual proyecta una contaminación que se expande hacia arriba y a través de más de un tercio de la plataforma, a pesar de que no se tomó ninguna muestra en la plataforma.<sup>728</sup>

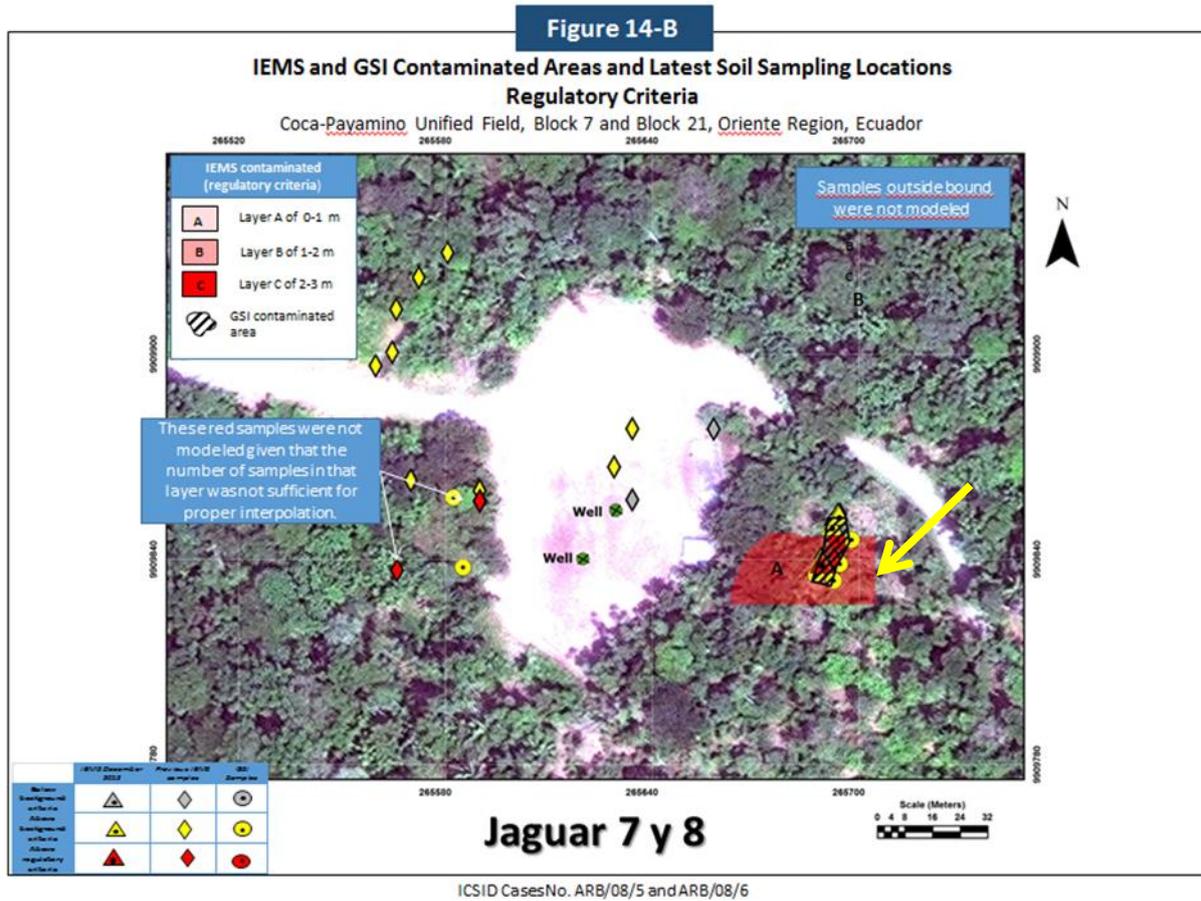
<sup>728</sup> Remítase a: IEMS IP4, Adj. 38, Mono CPF, pág. 28. Véase, asimismo: Tr. Visita del Sitio (Día 3) (ENG), 88:7-16 (Tribunal, Bianchi en Mono CPF); Clip de Vídeo (Día 3), 2:01:09-2:01:42 (Bianchi); C-ESPV, ¶ 46.



377. Las imágenes *supra* también ilustran que los límites en el modelado de IEMS están determinados por los cúmulos de muestras y/o las muestras discretas sin tener en cuenta que no se ha realizado ningún muestreo en grandes áreas dentro de los límites. Por ende, gran parte del modelado de IEMS es bastante especulativo. También implica un grado de arbitrariedad, debido a que los modelos comúnmente predicen que la contaminación se detiene abruptamente en líneas rectas.
378. Tal como ya fue mencionado, el modelo de IEMS tampoco logra considerar la topografía y otras características físicas de los sitios de manera suficiente, lo cual se ejemplifica en la siguiente figura que refleja Jaguar 7-8. El modelo de IEMS predice, sin el apoyo de datos de muestreo, que la contaminación se extiende hacia el este a través de un arroyo en unos 10 metros y cuesta arriba en varios metros – señalado por el Tribunal con una flecha amarilla–,<sup>729</sup> lo que contradice la propia explicación de IEMS de que la contaminación podría extenderse concebiblemente hacia arriba alrededor de 50 centímetros cuando el nivel del agua aumenta durante

<sup>729</sup> Jaguar 7-8, Figura 14-B (**Anexo E-499**).

la estación lluviosa.<sup>730</sup> Asimismo, el modelo de IEMS ignora las muestras de GSI del otro lado del arroyo, las cuales no reflejan excedencias.<sup>731</sup>



379. El modelado de IEMS en Yuralpa Pad A proporciona otro ejemplo de la falta de relación con los datos reales del sitio. Sobre la base de una única muestra tomada al lado del separador de aceite en agua en la esquina sur de la plataforma (es decir, en el área designada por GSI como el Área 2M) –señalada por el Tribunal con una flecha–, el modelo predice que la contaminación no sólo se extiende cuesta abajo hacia el sureste, sino también hacia el suroeste, sin ninguna explicación motivada para dicho recorrido.<sup>732</sup> En efecto, no hay muestras de IEMS que reflejen una

<sup>730</sup> Tr. Visita del Sitio (Día 3) (Original), 70:20-71:2 (Tribunal, Chaves en Jaguar 7/8). Si bien el Tribunal podría estar de acuerdo con la explicación de IEMS de que el nivel de agua del arroyo y, por lo tanto, la contaminación, podría aumentar unos 50 centímetros durante la época de lluvias, ello no justifica la extensión del modelo a unos 10 metros más allá del arroyo, lo cual asciende a mucho más de 50 centímetros de diferencia de altura.

<sup>731</sup> Véase: GSI IP1, Ap. L, Tablas L.42.3 y L.42.4 para obtener más información sobre la muestra de confirmación JA78-1M-1 y la Tabla L.42.5 en referencia a las muestras de delineación de suelo JA78-1M-3 y JA78-1M-4. Véase, asimismo: GSI IP1, Ap. L, Figura L.42.5.

<sup>732</sup> Durante la Visita del Sitio, IEMS señaló dos posibles recorridos de la contaminación. En primer lugar, IEMS mencionó al pasar la existencia de un río que circunda la plataforma sin brindar indicaciones más específicas en cuanto a la dirección del flujo de agua. En segundo lugar,

contaminación en dicha área en particular. Por el contrario, las muestras GSI reflejan que la contaminación fluyó a cierta distancia en dirección sureste,<sup>733</sup> pero que en realidad no se extendió hacia el suroeste del separador de agua/ aceite.<sup>734</sup> Esto fue ilustrado por IEMS de la siguiente manera:<sup>735</sup>



SOURCE: Aerial photograph taken by an IEMS team from a helicopter (February 2012)

380. Las predicciones formuladas por IEMS respecto de la contaminación en Coca 15 también demuestran los defectos de su modelo. En ese sitio, una única muestra con un valor de TPH supuestamente superior a los límites permisibles -señalada por el Tribunal con una flecha- impulsa la totalidad del modelo y predice una contaminación por encima de los límites regulatorios a través de, aproximadamente, una cuarta parte de la plataforma.<sup>736</sup> Esto fue ilustrado por IEMS de la siguiente manera:<sup>737</sup>

---

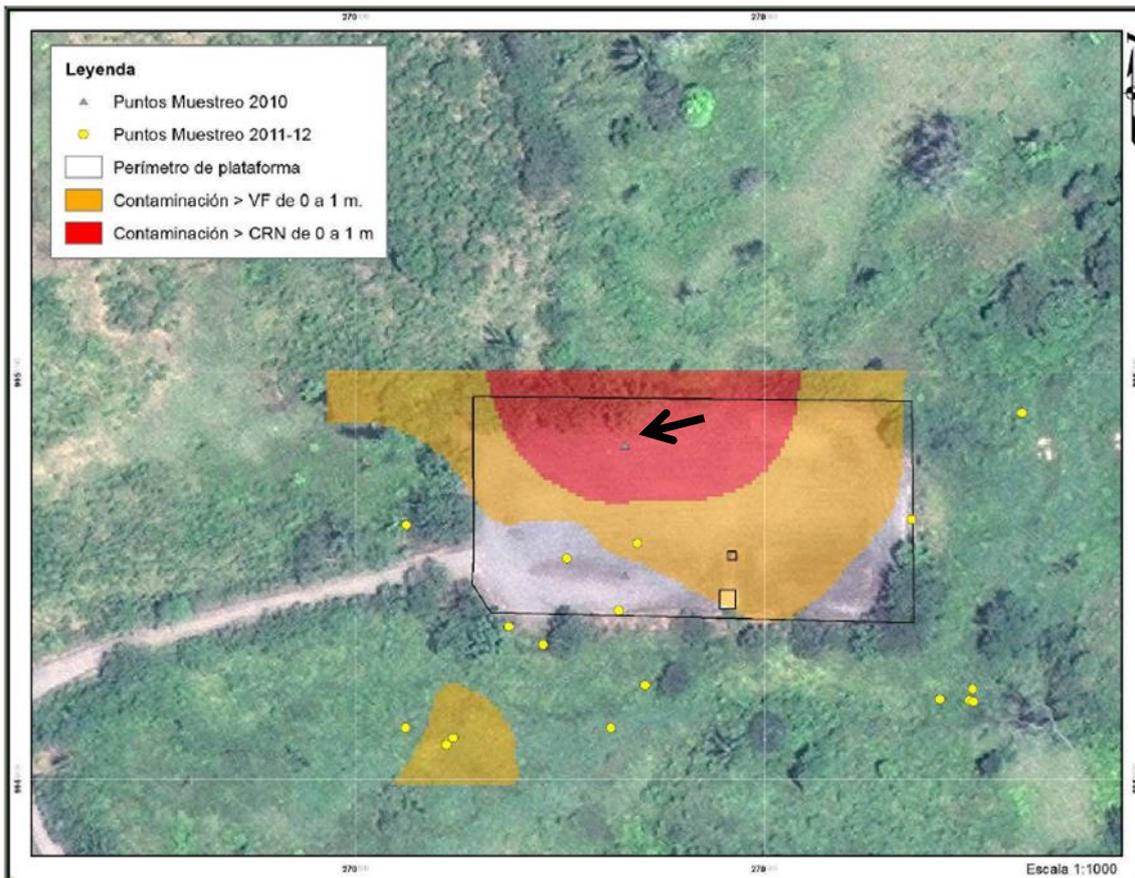
IEMS se refirió a la estructura del material utilizado para construir plataformas, lo cual facilitaría la migración de la contaminación a zonas fuera de la plataforma. Tr. Visita del Sitio (Día 1) (Original), 51:2-52:12 (Tribunal, Chaves en Yuralpa Pad A).

<sup>733</sup> GSI IP1, Adj. L.66\_Yuralpa Pad A, Tablas L.66.3 a L.66.5 y Adj. A-E, Figura L.66.E.A.1. En particular, la muestra de GSI YUPA-2M-1-(0.0-0.3)R, la muestra YUPA-2M-1-(0.0-0.3)C Dup, y la muestra YUPA-2M-3-(0.0-1.0) Dup. Las muestras duplicadas en este caso reflejan concentraciones más altas que las muestras originales.

<sup>734</sup> GSI IP1, Adj. L.66\_Yuralpa Pad A, Tabla L.66.5 y Adj. A-E, Figura L.66.E.A.1. En particular, la muestra de GSI YUPA-2M-2-(0.0-1.0).

<sup>735</sup> IEMS IP4, Adj. 38, Pad A, pág. 10.

<sup>736</sup> En este punto, al Tribunal le concierne la evaluación de la fiabilidad del modelo de IEMS, y no determinar si un determinado lugar de muestra ha sido debidamente clasificado bajo los criterios aplicables de uso del suelo. Como se verá más adelante, esta muestra (MS-COC-C2-



FUENTE: Fotografía aérea tomada por el equipo de IEMS desde un helicóptero (febrero de 2012)

381. Durante la Visita del Sitio de Coca 15, los peritos de las Partes estuvieron en desacuerdo sobre si el modelo se extendía hacia el norte de la plataforma donde el terreno presenta una pendiente empinada hacia arriba.<sup>738</sup> Si bien IEMS opinó que su modelo se alineaba perfectamente con la topografía,<sup>739</sup> el Tribunal observa que

15.3-0.5) refleja un valor de TPH de 3.571 mg/kg, pero no demuestra una excedencia respecto de los criterios normativos aplicables correctos, ya que se encuentra en la plataforma y, por consiguiente, debe ser comparado con criterios de uso del suelo industrial. Tal como fuera indicado por los abogados de Burlington durante la Visita del Sitio: “Entonces, no hay motivo para que este modelo requiera alguna remediación y, aun así, este sitio en realidad me permite ilustrar quizás de manera más clara porqué este modelo está tan alejado de la realidad y de los datos. Un punto de muestra para una excedencia de los TPH que no es real impulsa esta parte en rojo del modelo”. Tr. Visita del Sitio (Día 4) (ENG), 72:26-31 (Presentación de la Sra. Renfoe en Coca 15).

<sup>737</sup> IEMS IP3, Anexo C, Coca 15 Corregido, pág. 16.

<sup>738</sup> Tr. Visita del Sitio (Día 4) (Original), 146:20-148:10 (Tribunal, Chaves) y 148:11-149:10 (Tribunal, Bianchi).

<sup>739</sup> Durante la Visita del Sitio, IEMS admitió que no verificaron que sus límites se alinearan a la topografía local de este sitio en particular, aunque IEMS entendía que dicho sitio demostraba lo bien que funcionaba su modelo: “Pregunta del Tribunal: ¿Cómo se hace que la contaminación podría subir aquí? R. No sube. Pregunta del Tribunal ¿Cómo llega aquí, entonces? R. Nosotros tenemos un punto de muestreo con valores de TPH 3571; la verdad es que no había puesto atención en esto, pero ¡qué buen modelo hicimos!”. Tr. Visita del Sitio (Día 4) (Original), 148:8-16 (Tribunal, Chaves).

el área roja se extiende aproximadamente a una distancia de 5 metros más allá de la plataforma (la escala del mapa es 1:1000) y, por lo tanto, predice que existe una contaminación hacia arriba de la pendiente.<sup>740</sup>

382. Además, el Tribunal observa que IEMS no llevó a cabo ningún análisis para determinar si sus datos estaban especialmente correlacionados.<sup>741</sup> También reconoció durante la Audiencia que no llevó a cabo una evaluación cuantitativa para verificar la fiabilidad de su modelo.<sup>742</sup> IEMS declaró, en efecto, que no podía evaluar el nivel de precisión o imprecisión de su modelo por falta de un análisis cuantitativo<sup>743</sup> y admitió no poder opinar sobre si un margen de error del 50 por ciento sería aceptable.<sup>744</sup>
383. Por último, el Tribunal observa que el otro perito de Ecuador, RPS, no realizó una revisión *inter pares* de las predicciones del modelo de IEMS ni puso a prueba la validez del trabajo de IEMS de ninguna manera.<sup>745</sup> Más importante aun, el Tribunal observa que, si bien RPS criticó la metodología de muestreo de GSI (tal como la

---

<sup>740</sup> Tal como lo explicó GSI durante la Visita del Sitio: “Esta es una prueba clara de la arbitrariedad del modelo y de cómo se ignora la topografía. El modelo, incluso si se usa correctamente, no tiene ningún insumo para la topografía. En ninguna parte se puede decir: “Esto es más alto. Esto es más bajo”. Tenemos que aclarar esta noción de qué incluye la topografía. Pero más que eso... me voy a apurar... fíjense en la escala, 1:1000. Cada medida aquí de una pulgada serían mil pulgadas. Esto nos coloca del otro lado. Quiero decir, podemos hablar sobre los árboles, las nubes, podemos hablar sobre lo que quieran pero este modelo está del otro lado de la pendiente”. Tr. Visita del Sitio (Día 4) (Original), 150:8-20 (Tribunal, Bianchi).

<sup>741</sup> C-EPA, ¶¶ 165-166. IEMS confirmó en la Audiencia que no participó en ningún análisis cuantitativo para comprobar la correlación espacial de su conjunto de datos. Tr. (Día 3) (ESP), 891:11-18 (Contrainterrogatorio, Chaves).

<sup>742</sup> Durante el contrainterrogatorio, IEMS respondió de la siguiente manera: “SEÑORA RENFROE: Antes de presentar su informe final en este caso, usted no realizó una evaluación cuantitativa del margen de error o el nivel de confiabilidad o certidumbre o incertidumbre en su informe, ¿no es cierto? SEÑOR ALFARO RODRÍGUEZ: Cuantitativa no, no la realizamos cuantitativamente”. Tr. (Día 3) (ESP), 836:13-20 (Contrainterrogatorio, Alfaro).

<sup>743</sup> Tr. (Día 3) (ESP), 836:20-22 (Contrainterrogatorio, Alfaro).

<sup>744</sup> IEMS respondió de la siguiente manera durante el contrainterrogatorio: “SEÑORA RENFROE: Quiero concentrarme entonces en el riesgo de que la cifra que usted le ha planteado al Tribunal de 2600 millones de dólares tiene un margen de error importante, significativo. Y usted como gerente de proyecto de este proyecto y quien ha recomendado 2600 millones de dólares para remediación, yo le pregunto entonces si es aceptable para usted que esa cifra tenga un margen de error de un 50 por ciento. SEÑOR ALFARO RODRÍGUEZ: Honestamente, no sé si es aceptable o no es aceptable. Lamento no poder contestarle”. Tr. (Día 3) (ESP), 834:16-835:5 (Contrainterrogatorio, Alfaro).

<sup>745</sup> RPS declaró lo siguiente durante el contrainterrogatorio: “SEÑORA RENFROE: Tampoco está avalando el modelo que habían elaborado ellos para este caso. SEÑOR CROUCH: No he revisado los detalles del modelo”. Tr. (Día 4) (ESP), 1118:7-11 (Contrainterrogatorio, Crouch). Y, asimismo: “No estoy seguro de lo que hizo IEMS y lo que no hizo, y si GSI fue más completo en sus exámenes o no”. Tr. (Día 4) (ESP), 1157:9-12 (Contrainterrogatorio, Crouch). Véase, asimismo: C-EPA, ¶ 175.

utilización de muestras compuestas o el muestreo a diferentes profundidades que aquel de IEMS), no expresó ninguna crítica fundamentada de la delineación de contorno realizada por GSI.<sup>746</sup>

384. Por tales motivos, el Tribunal no se basará en el modelado de IEMS. No obstante, no descarta los numerosos datos de muestreo recogidos por IEMS. El Tribunal procederá ahora a abordar el enfoque de delineación de GSI.

**b. Delineación de GSI**

385. Antes de analizar en mayor grado de detalle el enfoque de delineación lineal de GSI (iii), deben analizarse dos cuestiones preliminares, a saber, la teoría del parámetro indicador de GSI (i) y el hecho de que GSI recurre a un muestreo compuesto a fines de delineación.

*(i) Parámetros indicadores*

386. GSI sólo realizó una delineación alrededor de muestras que reflejaban excedencias de TPH o bario y descartó otras excedencias de metales pesados como “*problemas de metales de fondo*”, con el fundamento de que dichas excedencias no están relacionadas con las operaciones de campos petrolíferos.<sup>747</sup> Ecuador se opuso fuertemente a esta práctica,<sup>748</sup> en particular al resaltar que el Sr. Saltos confirmó que se utilizan numerosas sustancias químicas durante las diversas fases de las operaciones de campos petrolíferos y que Burlington no proporcionó una lista de las sustancias químicas utilizadas por el Consorcio.<sup>749</sup> El Tribunal rechaza la teoría del parámetro indicador de Burlington por la sencilla razón de que, en virtud del RAOHE y el TULAS, *ninguna* excedencia respecto de los criterios de remediación aplicables (ajustados como fueran necesarios para dar cuenta de las

---

<sup>746</sup> Por ejemplo, RPS declaró lo siguiente en el contrainterrogatorio: “SEÑORA RENFROE: Muy bien, usted no ha brindado ningún tipo de crítica respecto de la delineación real del suelo afectado que efectuó GSI en los 17 sitios que identificó en su informe. SEÑOR CROUCH: Creo que mi crítica principal allí tenía que ver con el hecho de que las muestras de delineación eran compuestas. Tenía dos críticas yo: [...]”. Tr. (Día 4) (ESP), 1130:1-8 (Contrainterrogatorio, Crouch). RPS también criticó a GSI más generalmente por buscar solamente los valores de metales y TPH, pero no así otros productos químicos de interés derivados del petróleo como el BTEX o el HAP. RPS IP2, pág. 43. El Tribunal también observa que incluso IEMS parecía coincidir en que la delineación es una metodología fiable si se aplica correctamente: “Cuando se realiza la delineación como tal, se puede realizar y puede ser bastante confiable, pero hay que realizarla bien”. Tr. (Día 3) (ESP), 1013:22-1014:2 (Tribunal, Alfaro).

<sup>747</sup> Dúplica, ¶¶ 97, 139-141; GSI IP1, págs. 89-92, ¶ 225 y Anexos Documentales 37-39; GSI IP2, págs. 17-18, ¶ 45(d).

<sup>748</sup> Réplica, ¶¶ 69-74; IEMS IP4, págs. 12-14.

<sup>749</sup> R-EPA, ¶ 240, en referencia a: Tr. (Día 4) (ESP), 1267:1-13 (Contrainterrogatorio, Saltos), que corresponde a la Tr. (Día 4) (ENG), 1210:5-15 (Contrainterrogatorio, Saltos).

concentraciones naturales más altas) en el área de las operaciones de campos petrolíferos garantiza una remediación por parte del Consorcio, salvo que Burlington pueda basarse en una de las tres causas exculpatorias mencionadas en el párrafo 238(iii) *supra*.

(ii) *Muestreo compuesto*

387. Otra cuestión respecto del enfoque de GSI recae en el uso de muestras de delineación compuestas. El Tribunal observa que GSI recogió muestras de caracterización discreta del riesgo y de confirmación del suelo, y que GSI inicialmente comenzó mediante la recopilación de muestras de delineación discreta, para sólo luego de ello recolectar muestras compuestas debido a que IEMS proyectaba la contaminación en capas de 1 metro.<sup>750</sup>
388. Además de varias otras críticas planteadas por Ecuador con respecto a las muestras compuestas,<sup>751</sup> Ecuador observa los riesgos de dilución y la

---

<sup>750</sup> Si bien GSI primero recogió muestras discretas de intervalos de 30 centímetros, luego recurrió a un muestreo compuesto de intervalos de 1 metro a los fines de la delineación. GSI explicó que antes de su segunda campaña de muestreo “se descubrió que IEMS utilizó intervalos de muestreo discreto para representar intervalos completos de 1 m de profundidad. Por ejemplo, si se detectaba una excedencia de 1,2 a 1,5 m, a continuación, IEMS asignaba dicha excedencia a todo el intervalo de profundidad de 1 a 2 m. En respuesta, GSI recogió muestras de delineación de suelo compuestas [...] a partir de intervalos de 1 m (es decir, 0,0 – 1,0 m) para proporcionar una delineación lateral completa. Asimismo, si el lugar objetivo de muestreo de IEMS fue recolectado a partir de una porción de un intervalo de 1 m de profundidad, entonces las muestras de delineación compuesta de GSI fueron recogidas de dicho intervalo total de 1 metro”. Véase: GSI IP1, págs. D.10-D.11. Durante la Audiencia, GSI explicó su línea de acción de la siguiente manera: “El objetivo de nuestro programa fue delinear los impactos en el suelo y también verificar el modelo de IEMS. Verdad es que nosotros empezamos a tomar esas muestras discretas y después pasamos a las muestras de un metro a efectos de la delineación y verificación del modelo”. Tr. (Día 5) (ESP), 1531:10-15 (Interrogatorio Directo, Bianchi). Véase, asimismo: Alegato de Cierre de Ecuador, Diapositiva 104.

<sup>751</sup> Por ejemplo, Ecuador declaró que GSI recogió sus muestras de delineación a profundidades diferentes respecto de las muestras de IEMS que reflejaban una contaminación. Alegato de Cierre de Ecuador, Diapositiva 107. El perito de Ecuador RPS ya expresó su preocupación con respecto al uso por parte de GSI de muestras compuestas para su caracterización de riesgo de las piscinas de lodo, y utilizó Oso 9 como ejemplo. RPS IP2, pág. 48. RPS indicó que las muestras de caracterización de riesgo de GSI recogidas en piscinas de lodo en el sitio Oso 9 eran “*muestras compuestas de dos partes*”. RPS afirmó además que el uso de muestras compuestas llevó a (i) la pérdida de compuestos orgánicos volátiles tales como TPH, benceno y 1-metilnaftaleno previo al análisis, y a (ii) la dilución de resultados de las muestras que están sesgadas hacia abajo y no representan la concentración potencial de contaminantes en el medio. De acuerdo con RPS, “[e]l protocolo estándar de evaluación de riesgo para recoger muestras “discretas” en lugar de “compuestas” para determinar las concentraciones del punto de la exposición”. RPS señaló, además, a la orientación de la EPA sobre el muestreo de material compuesto, que dispone lo siguiente: “Si la integridad de los valores de la muestra individual se modifica debido a la composición, entonces la toma de muestras compuestas puede no ser el enfoque deseado. Por ejemplo, pueden evaporarse los productos químicos volátiles ante la mezcla de muestras o puede ocurrir una interacción entre los constituyentes de la muestra. Otra limitación está impuesta por la dilución potencial, en los casos en que una muestra individual con un alto valor se combina con valores bajos, ya que resulta en una

volatilización.<sup>752</sup> Ecuador destacó que GSI reconoció que las muestras compuestas de 1 metro se encuentran sesgadas hacia el valor más bajo, ya que sólo muestran un promedio y no así la concentración más alta.<sup>753</sup> Por tales motivos, IEMS no se basó en muestras de delineación de GSI para compilar sus modelos.<sup>754</sup>

389. No es necesario que el Tribunal ingrese en gran detalle en la discusión de las Partes sobre las muestras compuestas.<sup>755</sup> En términos generales está de acuerdo con que las muestras discretas permiten una mayor precisión en la determinación de la concentración más alta de un contaminante en el suelo. Por lo tanto, existe un cierto riesgo de dilución inherente en la toma de muestras compuestas que mezcla intervalos más grandes de suelo en lugar de evaluar intervalos más cortos. Por otro lado, las muestras del intervalo de 30 centímetros de IEMS también implican un grado de composición, pero simplemente en una porción más pequeña. Por ende, el Tribunal observa que un determinado nivel de composición vertical resulta inevitable en cualquier muestra de suelo.
390. Más importante aun, el Tribunal observa que la regulación ecuatoriana no indica que debe utilizarse un método de muestreo en particular y, en especial, no impone la toma de muestras discretas. En cambio, el RAOHE establece que el muestreo compuesto es aceptable.<sup>756</sup> El Anexo 5 del RAOHE determina diversos métodos

---

*muestra compuesta que erróneamente da un resultado negativo*". USEPA, Serie de Economía Observacional de la EPA, Volumen 1: Toma de Muestras Compuestas, EPA/2010/R-95/005, agosto de 1995, pág. 5 (RPS IP2, **Anexo 30a**). Véase, asimismo: Presentación directa de RPS, Diapositiva 14.

<sup>752</sup> Alegato de cierre de Ecuador, Diapositiva 106.

<sup>753</sup> Véase, por ejemplo, Alegato de cierre de Ecuador, Diapositiva 108, en referencia a: Tr. (Día 5) (ESP), 1739: 11-17 (Tribunal, Bianchi).

<sup>754</sup> Durante la Visita del Sitio, Ecuador explicó en Coca 8 la razón por la que IEMS no utilizó las muestras de delineación de GSI para modelar la magnitud de la contaminación: "*todas estas muestras de delineación en este caso son compuestas [...] y ello explica por qué los resultados de GSI son simplemente no confiables. No pueden utilizarse. Si fueran utilizados, se estarían empleando datos erróneos [...] Si se hubiera realizado la delineación y existiese la opción a la misma profundidad, horizontalmente, en la misma ubicación verticalmente, podría hablarse de una delineación, pero eso no es lo que hicieron*". Tr. Visita del Sitio (Día 2) (Original), 151:13-152:1 (Presentación del Señor García Represa en Coca 8). Véase, asimismo: R-ESPV, págs. 38-39.

<sup>755</sup> Para la posición de Ecuador, referirse a: R-EPA, ¶¶ 25, 199, 277-287; R-ESPV, ¶¶ 149-152; Tr. (Día 4) (ESP), 1059:11-1071:5 (Interrogatorio Directo, Crouch); Alegato de cierre de Ecuador, Diapositivas 104-108; Presentación directa de RPS, Diapositivas 17-22; RPS IP2, pp. 48, 50. Para la posición de Burlington, remitirse a: C-EPA, ¶¶ 31-32; C-ESPV, ¶¶ 202-209; Tr. (Día 5) (ESP), 1531:10-1532:3 (Interrogatorio Directo, Bianchi) y 1745:14-1751:22 (Tribunal, Bianchi); Alegato de cierre de Burlington, Diapositivas 73-74; GSI IP2, ¶¶ 196-198.

<sup>756</sup> RAOHE, Anexo 5 (**Anexo EL-174**). La Tabla 7 del Anexo 2 del RAOHE también contempla expresamente la muestra compuesta dentro de piscinas de lodo. Su parte pertinente reza: "El muestreo se realizará de tal manera que se obtengan muestras compuestas representativas en

analíticos y establece que el método para el muestreo de suelo debe recoger una “muestra compuesta y representativa”.<sup>757</sup>

391. Por último, el Tribunal acepta las muestras compuestas de GSI a la luz del hecho de que el propio IEMS calculó las áreas supuestamente afectadas sobre la base de capas de 1 metro, cuyos valores se determinaron en función de las muestras que van desde tan solo 10 a 30 centímetros de longitud.<sup>758</sup>
392. En lo que se refiere al riesgo de volatilización mencionado *supra*, el Tribunal observa que IEMS no evaluó sus muestras en busca de Hidrocarburos Volátiles Aromáticos,<sup>759</sup> y que RPS confirmó que GSI analizó sus muestras con un detector de fotoionización (“PID”, por sus siglas en inglés) antes de enviarlos al laboratorio.<sup>760</sup> En cualquier caso, el Tribunal encuentra satisfactoria la explicación por parte GSI de que para el momento en que el muestreo tuvo lugar, estos compuestos se habían volatilizado en gran medida, ya que la presunta contaminación se remontaba a varios años atrás y que una característica clave de estos compuestos es su alta movilidad.<sup>761</sup>

(iii) *Interpolación lineal*

393. Teniendo presente las consideraciones que anteceden, el Tribunal procederá ahora a abordar el enfoque de GSI respecto de la delineación lineal. Si bien el Tribunal acepta en términos generales la metodología de delineación de Burlington, no puede basarse simplemente en los cálculos de GSI por varias razones. En primer lugar, GSI sólo investigó 22 sitios para confirmar y delinear el alcance de la contaminación en 74 instalaciones (de las cuales GSI inspeccionó 58) con base en

---

función del volumen total dispuesto en el respectivo sitio” (**Anexo EL-174**). Véase, asimismo: GSI IP2, ¶ 196.

<sup>757</sup> A continuación, establece lo siguiente: “mínimo 15-20 submuestras por hectárea o equivalente, homogeneización”. RAOHE Anexo 5 (**Anexo EL-174**).

<sup>758</sup> GSI ofrece la siguiente explicación: “IEMS recogió muestras de suelo que normalmente variaban entre 10 y 30 cm de longitud, pero asignó la concentración de aquellas muestras a todo el intervalo de profundidad de 1 metro de la capa modelada en sus cálculos de volumen. GSI, sin embargo, recogió muestras de suelo dentro de la longitud o espesor total de 1 metro de la capa que se delineaba. En consecuencia, GSI no debía extrapolar las concentraciones de un intervalo vertical pequeño y asumir que eran aplicables a una capa mucho más gruesa”. GSI IP2, ¶ 197.

<sup>759</sup> El Tribunal también observa que IEMS sólo analizó inicialmente sus muestras en búsqueda de HAP, es decir, compuestos que el otro perito de Ecuador, RPS, calificó como omnipresentes, más tóxicos y móviles que los volátiles, pero que se detuvo cuando no encontró excedencias. Tr. (Día 4) (ESP), 1155:2-5 y 1157:15-19 (Contrainterrogatorio, Crouch).

<sup>760</sup> Tr. (Día 4) (ESP), 1114:19-20 (Contrainterrogatorio, Crouch).

<sup>761</sup> Tr. (Día 5) (ESP), 1502:13-1503:5 (Interrogatorio Directo, Connor).

la suposición errónea de que la mayor parte de las áreas fuera de la plataforma deben evaluarse en relación con los criterios de uso de suelo agrícola.<sup>762</sup> En consecuencia, en el caso de los sitios contaminados para los que GSI no presentó ninguna delimitación, el Tribunal tendrá que llevar a cabo su propia evaluación.

394. En segundo lugar, tal como fue discutido *supra* (véanse los párrafos 318-322) respecto de los 17 sitios en los cuales GSI identificó excedencias, se determina que los criterios de remediación ajustados de GSI en relación con ciertos metales (es decir, bario, cadmio y níquel) son incorrectos. Tal como fue concedido por GSI durante su conainterrogatorio, tendría que haber delimitado una mayor cantidad de muestras de IEMS si los criterios regulatorios hubieran sido inferiores a aquellos que aplicó.<sup>763</sup> Además, GSI no propuso delimitaciones alternativas que consideraran diferentes criterios regulatorios. En otras palabras, los datos de delimitación de GSI son insuficientes para lograr el propósito del Tribunal de establecer la contaminación del suelo.
395. En tercer lugar, los diversos aspectos del procedimiento de muestreo de GSI han llevado al Tribunal a ajustar las estimaciones de GSI. En este sentido, es de utilidad comenzar con la descripción del enfoque de delimitación física y de contorno manual de GSI. GSI primero analizó los resultados de laboratorio de las muestras de suelo para identificar y ubicar los suelos afectados.<sup>764</sup> Luego rodeó tales puntos de excedencia con muestras de suelo adicionales “*hasta definir el perímetro limpio necesario para delimitar el alcance de los suelos afectados*”.<sup>765</sup> Dicho “perímetro

---

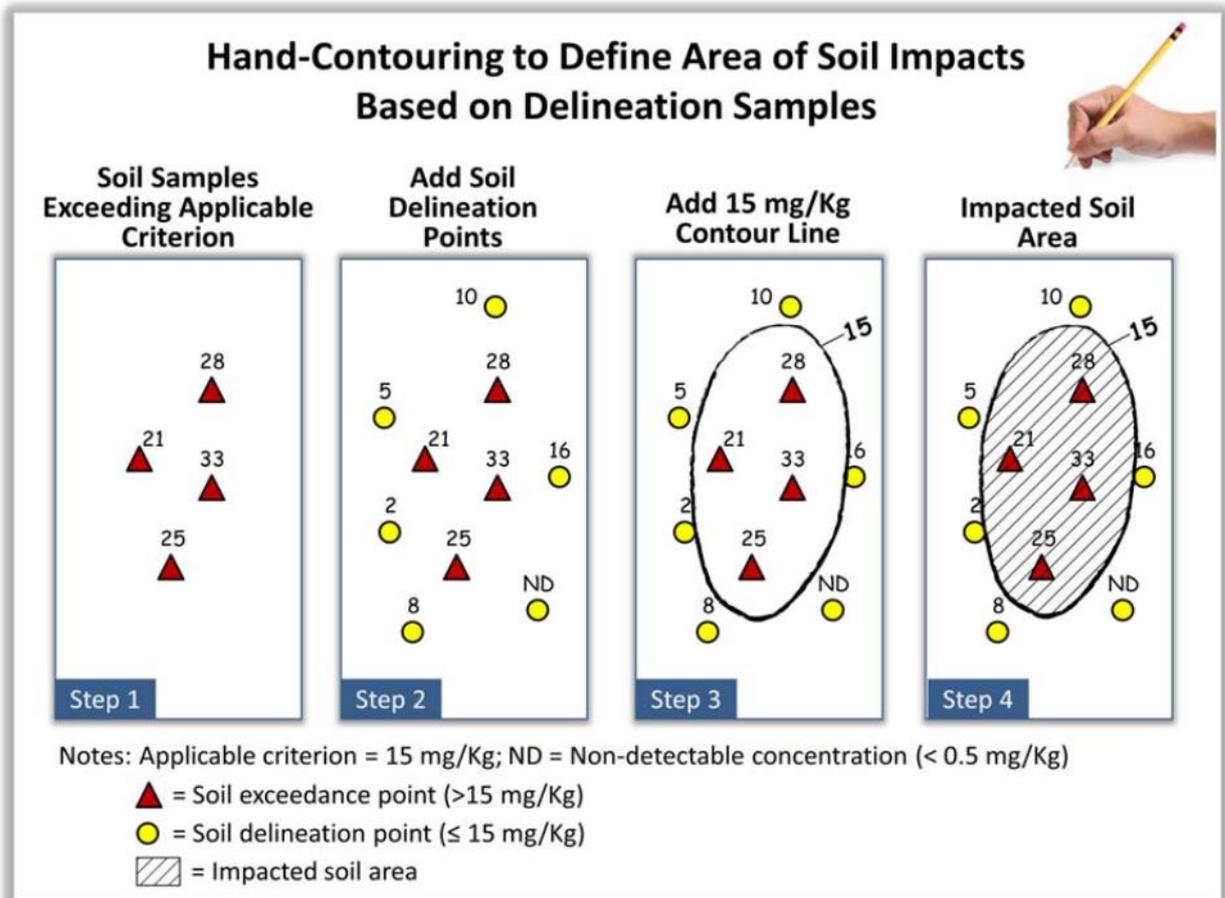
<sup>762</sup> GSI IP1, pág. 70. En su segundo informe pericial, GSI reconoce que se requiere una remediación de 37.555 m<sup>3</sup> de suelo contaminado en 17 sitios, aunque niega que el Consorcio haya causado dicha contaminación. Dichos sitios son: Coca 1, Coca 4, Coca 6, Coca 8, Coca CPF, Payamino 1, Payamino 2/8, Payamino 4, Payamino 23, Gacela 1/8, Gacela 2, Jaguar 1, Jaguar 2, Jaguar 7/8, Mono CPF, Mono Sur y Yuralpa Pad A. Véanse: GSI IP2, pág. 24, Anexo Documental 8: Tr. (Día 5) (ESP), 1541:17-1542:3 (Interrogatorio Directo, Bianchi); Presentación Directa de GSI, Diapositivas 22 y 54. En su primer informe pericial, GSI reconoce originalmente que se justificaba una remediación en 16 sitios, que corresponde a un volumen total de suelo de 33.415 m<sup>3</sup>. Véase: GSI IP1, pág. 88.

<sup>763</sup> GSI respondió de la siguiente manera: “SEÑOR GARCÍA REPRESA: Entonces, la definición de lo que es esta superación del valor estándar es material. Y lo que yo le estoy diciendo es que si este umbral de valor es inferior, usted tal vez deba delimitar según otras muestras de IEMS. ¿Correcto? SEÑOR BIANCHI: Sí, eso es posible”. Tr. (Día 5) (ESP), 1666:3-9 (Conainterrogatorio, Bianchi). Asimismo: “SEÑOR GARCÍA REPRESA: Usted reconoce, señor, que si hubiese bajado el umbral para un valor que supere la norma, habría más muestras de IEMS alrededor de las cuales delimitar y algunas de sus muestras no serían puras y usted tendría que ir más allá para delimitar. SEÑOR BIANCHI: En esta situación hipotética, sí”. Tr. (Día 5) (ESP), 1666:21-1667-6 (Conainterrogatorio, Bianchi).

<sup>764</sup> GSI IP2, pág. 21.

<sup>765</sup> *Ibid.*

limpio” también se menciona como “*margen limpio*”.<sup>766</sup> Luego dibujó líneas de contorno a mano “*interpolando los puntos de muestreo*” (dicho proceso se describe *infra*), para finalmente delinear el área de suelo afectado y su volumen total.<sup>767</sup> La siguiente imagen ilustra los cuatro pasos tomados por GSI:<sup>768</sup>



396. Las líneas de contorno *supra* (también llamadas líneas de isoconcentración) circunscriben el área que no cumple con los criterios normativos aplicables para uno de los parámetros indicadores analizados por GSI, a saber, TPH o bario, respecto de una determinada capa de profundidad del suelo.<sup>769</sup> Dichas líneas de contorno fueron determinadas a través de una combinación de uno o más de los siguientes factores (i) interpolación lineal, (ii) límites y características físicas del sitio (tales como bordes de piscinas, plataformas, separadores de aceite-agua,

<sup>766</sup> Véase, por ejemplo: Tr. (Día 5) (ESP), 1669:5 (Contrainterrogatorio, Bianchi).

<sup>767</sup> GSI IP2, pág. 21.

<sup>768</sup> GSI IP2, pág. 22, Anexo Documental 6.

<sup>769</sup> Véase, por ejemplo: GSI IP2, Anexo D.7.1.4.1 (Coca 8).

caminos), y (iii) características topográficas (tales como pendientes, arroyos y zonas de captación) y observaciones de campo.<sup>770</sup>

397. GSI se basó en la interpolación lineal al utilizar una ecuación “para localizar matemáticamente la línea de contorno de isoconcentración entre una locación de muestreo que superaba el criterio especificado hacia la locación de muestreo correspondiente que se encontraba por debajo de tal criterio”.<sup>771</sup> Los puntos interpolados se indicaron en un mapa mediante “marcas de aceptación” y luego fueron conectados para crear una línea de contorno de isoconcentración en virtud del criterio regulatorio especificado para un determinado parámetro.<sup>772</sup> GSI consideró las características del sitio “particularmente en situaciones en las que la interpolación lineal no fue posible”.<sup>773</sup> Además, explicó que “[r]especto de algunas partes seleccionadas de las áreas potencialmente afectadas en ciertos sitios”, se estableció una “distancia determinada más allá de los puntos de excedencia” basada en las observaciones de campo y de la topografía local en los casos en que la “interpolación lineal no era aplicable y/o las características del sitio no estaban disponibles para delinear las áreas potencialmente afectadas”.<sup>774</sup> En la Audiencia, GSI reconoció que la metodología implicaba un grado de incertidumbre en algunas áreas, pero que al aplicar un criterio profesional, al realizar un muestreo adicional, y al dar lugar a un factor de contingencia – lo cual fue llevado a cabo –, dicha incertidumbre podía reducirse significativamente.<sup>775</sup>
398. Las inquietudes del Tribunal respecto del enfoque de GSI pueden ilustrarse correctamente utilizando Coca 8 como ejemplo. En efecto, podría denominarse el “caso más representativo” de la crítica planteada por Ecuador a la metodología de GSI en vista de la relevancia que se le otorgó durante la Audiencia. La siguiente figura señala la delimitación de GSI para el barrio presente en la capa de 1 a 2 metros del área sur de las piscinas de lodo (ubicadas al sur de la plataforma Coca 8).<sup>776</sup>

---

<sup>770</sup> *Ibid.*

<sup>771</sup> Véase, por ejemplo; GSI IP2, Anexo D.7.1.4.1 (Coca 8); Tr. (Día 5) (ESP), 1536:16-1537:-12 (Interrogatorio Directo, Bianchi).

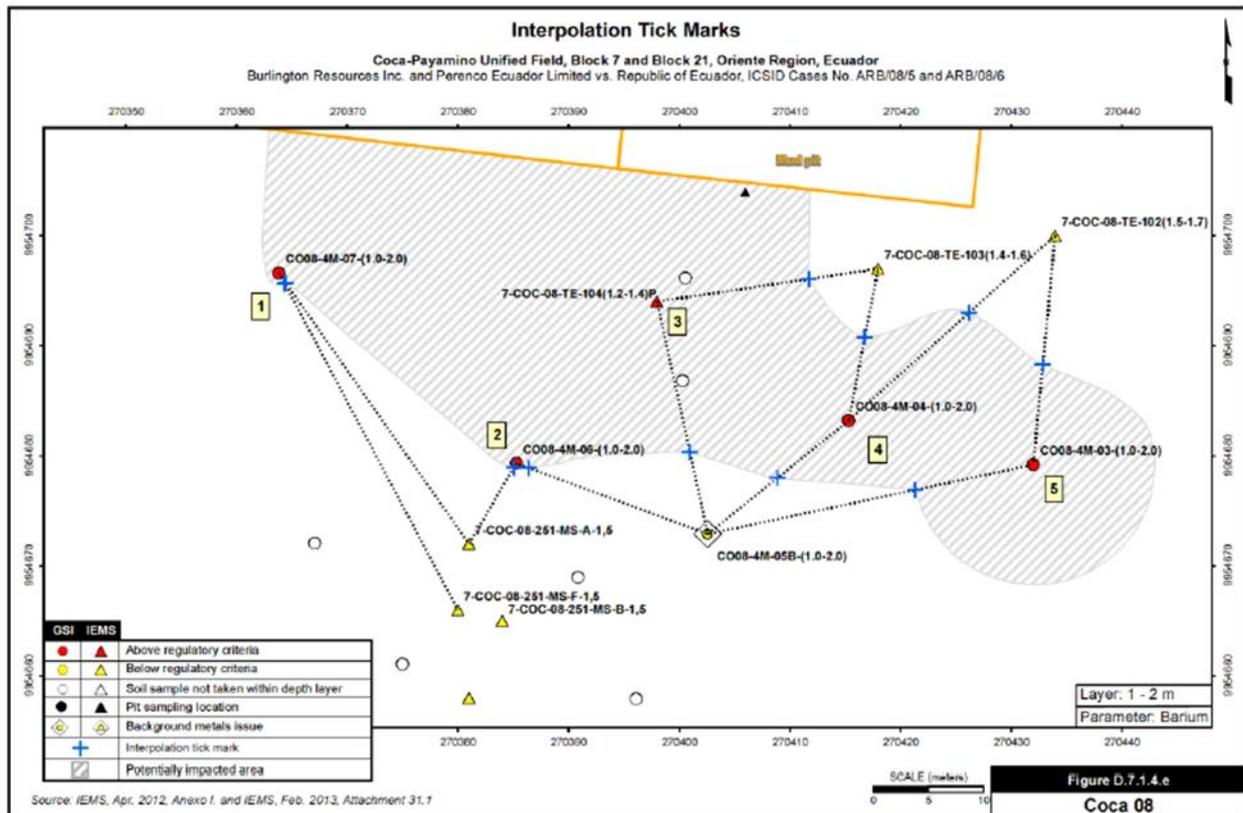
<sup>772</sup> *Ibid.*

<sup>773</sup> Véase, por ejemplo: GSI IR2, Anexo D.7.1.4.2 (Coca 8).

<sup>774</sup> Véase, por ejemplo: GSI IP2, Anexo D.7.1.4.3 (Coca 8).

<sup>775</sup> Tr. (Día 5) (ESP), 1537:13-1538:17 (Interrogatorio Directo, Bianchi).

<sup>776</sup> GSI IP2, Ap. D, Figura D.7.1.4.e (Coca 8). Véase, asimismo: R-EPA, ¶ 359.



399. Como primera inquietud, a pesar de no compartir las críticas de Ecuador de que GSI no realizó una evaluación de todo el sitio,<sup>777</sup> en especial debido a que la carga de realizar una demostración de daño recae sobre Ecuador, el Tribunal observa que, tal como lo demuestra gráficamente esta figura, GSI no logró en determinados momentos recoger muestras de delineación alrededor de ciertos puntos de excedencia conocidos. En la ilustración *supra*, esta es la situación, por ejemplo, en: (i) la locación de muestreo CO08-4M-07 en el Área 4M, donde no se tomaron muestras de delineación hacia el noroeste, el oeste, el suroeste o el sur; (ii) la locación de muestreo CO08-4M-03, donde no se tomaron muestras hacia el noreste, el este, el sureste, el sur y el suroeste; (iii) la locación de muestreo CO08-4M-04, donde no se tomaron muestras hacia el sur; y (iv) la locación de muestreo CO08-4M-06, donde no se tomaron muestras hacia el oeste.
400. El Tribunal es consciente del hecho de que el valor de bario para la locación de muestreo CO08-4M-07 (770 mg/kg) es cercano al límite permisible del uso agrícola (es decir, 750 mg/kg). No obstante, el Tribunal considera que, en general, y a la luz de su propia descripción de la metodología aplicada, GSI debería haber tomado muestras adicionales, en especial porque GSI supuestamente “se alejó” de las

<sup>777</sup> Véase, por ejemplo: R-EPA, ¶ 339.

áreas impactadas para buscar el margen limpio.<sup>778</sup> Esto se intensifica por el hecho de que en este caso el criterio aplicable es el límite de 639 mg/kg para un ecosistema sensible (ver *infra* párrafo 472).

401. El Tribunal también observa la explicación de GSI respecto de la locación de muestreo CO08-4M-03, donde el “*área potencialmente afectada*” se extendió 11 metros hacia el sureste debido a que dicha locación de muestreo “*no contaba con un lugar de muestro ni una característica del sitio de delineación limítrofe hacia el sureste*”.<sup>779</sup> GSI explicó que el perímetro de 11 metros representaba “*un cálculo conservador basado en el terreno localizado relativamente plano; por lo tanto, se asumió que el área potencialmente afectada se extendía radialmente a una distancia equivalente del punto de excedencia de GSI*”.<sup>780</sup> No obstante, el profesor Rouhani admitió que “*h[ubiese] sido muchísimo más fácil para resolver este problema sencillamente sacar una muestra de delineación suplementaria*”.<sup>781</sup> Ciertamente, sin embargo, también concurrió con la propia explicación de GSI que las limitaciones prácticas pueden también justificar el uso de “*criterio profesional*” en los casos en que los resultados de las muestras de delineación regresan del laboratorio con valores más altos de los esperados, obligando así a los ingenieros a aplicar enfoques prácticos en lugar de basarse en métodos puramente estadísticos.<sup>782</sup>
402. Una segunda inquietud, potencialmente más problemática, es que, durante su alejamiento de los puntos de excedencia en aras de localizar el margen limpio, GSI recurrió a la interpolación lineal combinada con su práctica de colocar las muestras visualmente “*contaminadas*” nuevamente en el suelo sin llegar a efectivamente evaluarlas en el laboratorio. Durante la Audiencia, GSI justificó esta práctica al señalar que era intrascendente a efectos de su procedimiento de “*alejarse*” en búsqueda del “*margen limpio*”, es decir, una muestra limpia que pudiera interpolarse con un punto de excedencia.

“SEÑOR GARCÍA REPRESA: Dejando de lado la cláusula o la explicación de que se trata de algo conceptual, en la práctica hubo instancias en las cuales usted perforó un pozo o perforó el suelo,

---

<sup>778</sup> Véase, por ejemplo: Tr. (Día 5) (ESP), 1536:4-15 (Interrogatorio Directo, Bianchi).

<sup>779</sup> GSI IP2, Anexo D.7.1.4.3 (Coca 8).

<sup>780</sup> *Ibid.*

<sup>781</sup> Tr. (Día 5) (ESP), 1887:16-18 (Contrainterrogatorio, Rouhani).

<sup>782</sup> Tr. (Día 5) (ESP), 1889:17-1890:20 (Contrainterrogatorio, Rouhani).

analizó el contenido del testigo, tomó una muestra y no presentó esa muestra para análisis. ¿Sí o no?

SEÑOR BIANCHI: Creo que sí, si entendí correctamente su pregunta. Vimos pruebas de contaminación o indicios, pero no presentamos esa muestra. Entendí correctamente su pregunta y el motivo es que nosotros dimos un paso al costado.

Estamos buscando el margen limpio. Si estamos aquí y si los valores más altos se ven allí en el medio, damos un paso más atrás porque creemos que estamos en una zona pura. Miramos la muestra y decimos: no estamos en una zona limpia o pura y eso es -- creo que es lo que describí en mi presentación. Seguimos saliendo para asegurarnos de incluir este punto si es pertinente. Es clave si es pertinente dentro de esa zona".<sup>783</sup>

403. GSI también indicó en la Audiencia que esta práctica era poco frecuente, describiendo a Coca 8 como una instancia.<sup>784</sup> Sin embargo, Ecuador revisó los diarios de perforaciones de GSI y señaló otras instancias<sup>785</sup> en Coca 1,<sup>786</sup> Coca 6,<sup>787</sup> Jaguar 1,<sup>788</sup> Mono CPF<sup>789</sup> y Payamino 23.<sup>790</sup> En términos generales, el Tribunal no tiene ningún problema con el uso de la interpolación lineal entre un punto de excedencia y un punto de no excedencia con el fin de determinar el área impactada sobre la base de criterios regulatorios, y lo acepta. Alejarse en búsqueda de muestras limpias parece apropiado, en especial si el punto de la muestra limpia se toma como el límite exterior de la zona afectada. No obstante, el Tribunal también entiende que, como resulta aplicable a cualquier metodología, la interpolación lineal que se basa en datos incompletos –en esta instancia en los casos en que no se consideraron las perforaciones “contaminadas”– puede distorsionar los resultados y resultar en la subestimación u otra representación incorrecta del área contaminada. Cuando se aplica la interpolación lineal entre un punto de excedencia A y un punto de no excedencia B, pero no se tiene en cuenta una muestra “contaminada” C que

<sup>783</sup> Tr. (Día 5) (ESP), 1668:14-1669:12 (Contrainterrogatorio, Bianchi). Véase, asimismo: R-EPA, ¶ 363.

<sup>784</sup> GSI declaró que “[p]or ejemplo esto ocurrió en Coca 8” y, asimismo, sostuvo que “[n]o cre[ía] que esto haya ocurrido con demasiada frecuencia” y que “cre[ía] que las instancias fueron muy pocas; al menos 1”. Tr. (Día 5) (ESP), 1670:21-1671:8 (Contrainterrogatorio, Bianchi). Véase, asimismo: GSI IP2, Anexo D.7.1.1, Formularios de Campo, pág. 16, Registro de GSI para la muestra CO-08-4M-05A.

<sup>785</sup> R-EPA, ¶ 365.

<sup>786</sup> Registro de GSI para las muestras CO01-2T-02 y CO01-2T-0 (**Anexo E-475**).

<sup>787</sup> Registro de GSI para la muestra CO06-1M/T-07 (**Anexo E-475**).

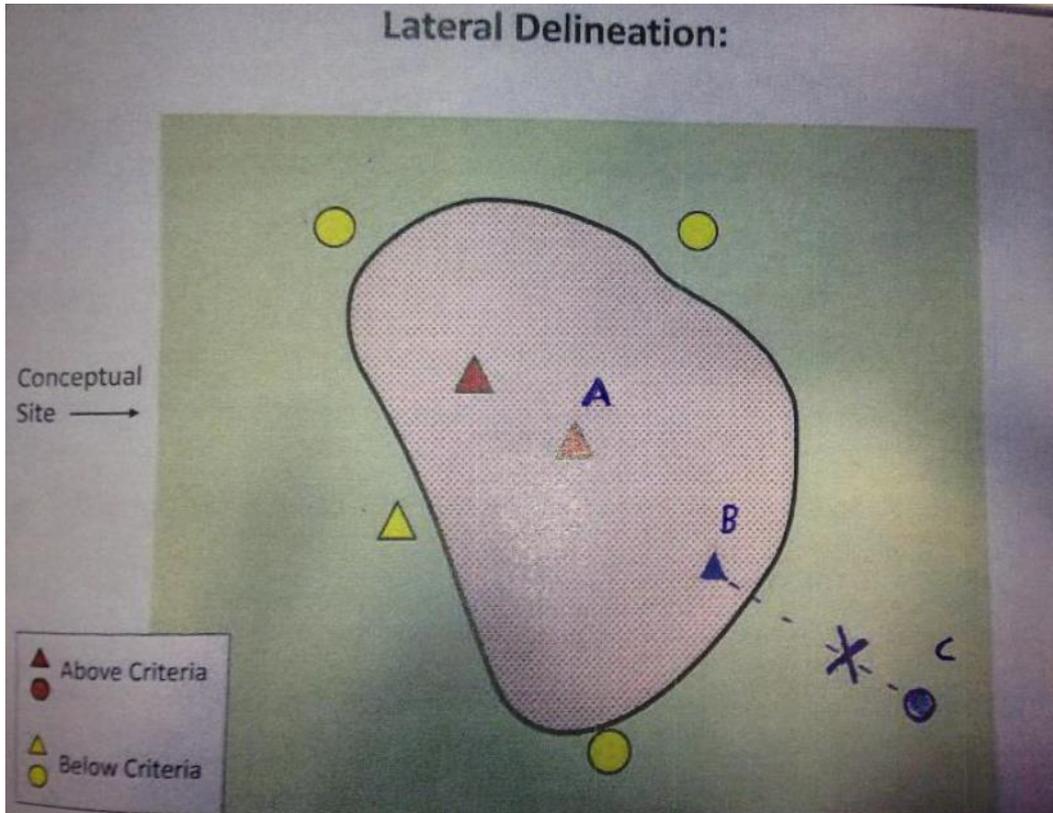
<sup>788</sup> GSI IP2, Anexo D.7.2.1, Formularios de Campo, pág. 15, Registro de GSI para la muestra JA01-2M-11.

<sup>789</sup> Registro de GSI para la muestra MOCPF-3MT-04 (**Anexo E-475**).

<sup>790</sup> GSI IP2, Anexo D.7.3.1, Formularios de Campo, pág. 9, Registro de GSI para la muestra PAY-23-1M-02.

se encuentra en el medio, existe el riesgo de que la línea de contorno resulte muy cercana a A o de que no refleje, de alguna otra manera, los contornos reales de la zona contaminada.

404. Esta subestimación se tornó evidente durante el interrogatorio del profesor Rouhani, cuando fue confrontado con el siguiente anexo demostrativo:<sup>791</sup>



405. En relación con este ejercicio práctico, se le planteó la siguiente pregunta al profesor Rouhani:

“P: [...] ¿Por qué no entonces hacer que A y C se encontrasen en forma equidistante de la línea delineada a mano? Si tuviésemos una excedencia que estaba en excedencia del criterio normativo y una no excedencia que se encuentra en la misma distancia pero más abajo, con el mismo volumen, entonces nos quedaríamos más o menos en el medio. B es una excedencia hipotética en este cuadro. Si B tiene el mismo nivel de excedencia que A y aplicamos la fórmula de interpolación lineal que examinamos esta tarde, y C, la no excedencia, se encuentra en el mismo nivel, entonces nuestra marca va a estar al final más al este, ¿no es cierto? Va a quedar fuera de la delineación manual.

¿Es así?

<sup>791</sup> Anexo Demostrativo basado en la Presentación Directa de GSI (Diapositiva 49) utilizada durante el contrainterrogatorio del profesor Rouhani. Véase, asimismo: R-EPA, ¶ 367.

R:

Sí, así es”.<sup>792</sup>

406. A la luz del hecho de que GSI recurrió a dicha práctica en no menos de 6 de los 17 sitios en los que GSI delineó las áreas impactadas, el Tribunal no puede más que coincidir con Ecuador en que esta práctica fue utilizada por GSI de manera más sistemática de lo que GSI está dispuesto a admitir.<sup>793</sup> Tal como fue discutido *supra*, el Tribunal considera que, en determinados sitios, el resultado de esta práctica puede ser la subestimación del área contaminada, en especial donde no se encuentran muestras limpias que definan el margen limpio en la parte relevante de la línea de contorno.
407. La tercera inquietud del Tribunal consiste en que GSI sólo ha delineado las áreas impactadas por medio de sus llamados parámetros indicadores, es decir, bario y TPH.<sup>794</sup> Tal como demuestra la figura en el párrafo 398 *supra* respecto de Coca 8 (véase también el párrafo 471 *infra*), GSI no delineó las áreas impactadas por lo que clasifica como “*problemas de metales de fondo*” o áreas en las que las concentraciones de metal exceden los límites regulatorios pero en donde no se encontró ningún parámetro indicador. El punto de muestreo CO08-4M-05B refleja este defecto en relación con sus “metales de fondo” y el enfoque del parámetro indicador.
408. GSI señala que la muestra CO08-4M-05B en la figura del párrafo 398 *supra*, presenta un problema de metal de fondo en la capa de entre 1 y 2 metros. Debido a que el valor de níquel para esa muestra a esa profundidad es de 53 mg/kg, se observa una excedencia en ese punto tanto en virtud de los límites para uso

---

<sup>792</sup> Tr. (Día 5) (ESP) 1896:17-1897:9 (Contrainterrogatorio, Rouhani).

<sup>793</sup> R-EPA, ¶ 366.

<sup>794</sup> GSI IP1, ¶ 181(1). GSI explicó su teoría del parámetro indicador de la siguiente manera: “[En el caso de] la caracterización de los impactos sobre el suelo relacionados con los campos petrolíferos, los resultados de la evaluación de suelo de IEMS para los indicadores primarios de materiales de campos petrolíferos (es decir, bario en el caso del lodo de perforación; TPH en el caso del petróleo crudo; y la conductancia eléctrica en el caso del agua producida) fueron comparados con los criterios regulatorios de Ecuador respecto del uso relevante del suelo. La presencia de otras sustancias químicas en el suelo, en ausencia de un indicador primario (por ejemplo, níquel en ausencia de TPH o bario elevado), no puede resultar de un material de campos petrolíferos y, por lo tanto, no fue retenida para una mayor investigación” (énfasis agregado). GSI también declaró: “En términos simples, no puede existir una afectación por lodo de perforación, sin lodo de perforación (tal como lo indica el bario), y no puede haber una afectación por petróleo crudo, sin petróleo crudo (tal como lo indica el TPH). Las sustancias químicas adicionales especificadas en las normas sirven para evaluar los demás componentes (es decir, ‘la crema’) del material derramado, pero no son confiables para identificar la fuente y/o delinear el material derramado”. GSI IP2, pág. 18, ¶ 45(d).

agrícola como de ecosistemas sensibles,<sup>795</sup> y GSI debería haber delineado alrededor de tal punto de excedencia, lo cual no hizo. Asimismo, esta locación de muestreo también sirve para refutar la teoría de GSI del parámetro indicador. La muestra CO08-4M-05B correspondiente a la capa de entre 1 a 2 metros cuenta con un valor de bario de 310 mg/kg, que es inferior a los límites regulatorios. Sin embargo, el valor del bario para la capa entre 0 y 1 metro en la misma ubicación excede los criterios regulatorios (es decir, 830 mg/kg).<sup>796</sup>

**c. Enfoque del Tribunal para determinar el alcance de la contaminación del suelo**

409. Luego de determinar que no puede utilizar los modelos de IEMS y que la metodología de GSI se ve afectada por ciertas deficiencias, el Tribunal procederá ahora a describir su propio enfoque para evaluar la extensión de las áreas impactadas y los volúmenes de suelos contaminados. Para ello, el Tribunal se basa en todos los elementos del expediente, incluidas las pruebas y las observaciones recolectadas durante la Visita del Sitio, que a su juicio pueden brindar información útil para su análisis, en el ejercicio de su discreción en materia probatoria y de cuantificación de daños.
410. En aplicación de los criterios regulatorios y del uso del suelo según lo establecido en los párrafos 324 y 343 *supra*, el Tribunal comenzará por determinar todos los puntos de excedencia de un sitio en particular, en la medida en que surjan de los resultados de las muestras proporcionadas por las Partes.<sup>797</sup> Luego evaluará si la contaminación puede atribuirse (al menos en parte) al Consorcio, teniéndose en cuenta que: (i) no es necesario que medie la culpa; (ii) se presume la causalidad, exonerándose así el Consorcio si demuestra que el daño fue causado por fuerza mayor, por la víctima, o por un tercero (lo que incluye operadores tanto anteriores como subsiguientes); y (iii) la determinación de la culpa puede conllevar a la atribución parcial del daño previo al Consorcio (por ejemplo, en relación con la mala administración por parte del Consorcio de las piscinas construidas por operadores anteriores). En los casos en que el daño sea atribuible al Consorcio, el Tribunal entonces procederá a describir las áreas impactadas.

---

<sup>795</sup> GSI IP2, Ap. D, Tabla D.10, pág. 1.

<sup>796</sup> *Ibid.*

<sup>797</sup> Véanse, por ejemplo: IEMS IP3, Anexo C y Anexo C Corregido; IEMS IP4, Adj. 38; GSI IP1, Ap. L; GSI IP2, Ap. D.

411. En el caso de los sitios delineados por GSI, el Tribunal ajustará como fuera necesario aquellas áreas impactadas de GSI calculadas a través de la interpolación lineal al extenderlas hasta la siguiente muestra de delineación “limpia” (es decir, una muestra demostrando no-excedencias bajo el criterio regulatorio aplicable); ello, en los casos en que exista una muestra “limpia” adecuada. En los supuestos en que el Tribunal considere que se tomaron muestras de delineación insuficientes (como por ejemplo en el área próxima a la muestra de Coca 8 CO08-4M-03 de la figura reproducida en el párrafo 398 *supra*), el Tribunal adoptará la distancia predeterminada de GSI (por ejemplo, 8 metros en Payamino 23 y 11 metros en Coca 8), siempre que se estime que dicha distancia es lo suficientemente protectora del medio ambiente. De lo contrario, el Tribunal extenderá dicha distancia de la manera que considere adecuada a la luz de todas las circunstancias.
412. En el caso de los sitios no delineados por GSI, será el objetivo del Tribunal considerar toda la información que obra en el expediente. En el supuesto de que una cantidad de muestras se encuentren agrupadas en un área determinada, el Tribunal calculará el área impactada en función de la escala de los mapas, y tendrá en cuenta las características del sitio y la topografía local.
413. Respecto de los sitios no delineados por GSI pero que reflejan puntos de excedencia discretos, el Tribunal también considerará las características del sitio y la topografía local, pero principalmente aplicará un radio predeterminado alrededor del punto de excedencia en aras de determinar un área impactada circular. La longitud del radio dependerá de diversos factores, tales como el tipo de contaminante, el nivel de contaminación, la ubicación del punto de excedencia, el uso del suelo, la topografía local y la proximidad a asentamientos humanos. Por ende, el radio será, por ejemplo, más largo en el caso de metales pesados que para las excedencias de TPH debido a la mayor movilidad de dichos metales. El radio también será mayor para los niveles de contaminación más altos que para los más bajos, así como en los casos en que la excedencia se halle en un ecosistema sensible y no en una plataforma.
414. En general, el Tribunal aplicará un radio de 5 metros para las excedencias de TPH (lo cual representa un área impactada de aproximadamente 80 m<sup>2</sup>) y un radio de 8 metros en el caso de excedencias de metales pesados, incluido el bario (lo cual representa un área impactada de aproximadamente 200 m<sup>2</sup>). El Tribunal entiende que tales radios protegen el medio ambiente de manera adecuada. No obstante, también tomará en consideración que el propio GSI aplicó en algunas ocasiones

distancias levemente mayores (véase, por ejemplo, el párrafo 4001 *supra*; 11 metros en Coca 8, y 8 metros en Payamino 23). Tal como fue indicado *supra*, los radios se incrementarán según sea adecuado en determinados sitios.

415. Sobre esa base, el Tribunal establecerá el área impactada en cada sitio. A los efectos de calcular el volumen de suelo contaminado, luego multiplicará el área impactada por la profundidad de la contaminación, y redondeará la profundidad al metro siguiente. Para ello, su objetivo será tener en cuenta las diferencias de la contaminación por capa, en los casos en que sea apropiado. Por ejemplo, si el área impactada en la capa de entre 0 y 1 metro es de 200 m<sup>2</sup> y el área impactada en la capa de entre 1 y 2 metros es de 80 m<sup>2</sup>, el volumen total de suelo contaminado sería equivalente a 280 m<sup>3</sup>. En los casos en que fuera factible y realizable, el Tribunal calculará los volúmenes totales del suelo contaminado en función de los valores de cada capa con la intención de evitar una sobreestimación de dichos volúmenes.<sup>798</sup> No obstante, el Tribunal no entrará siempre en ese nivel de detalle. Por ejemplo, en los casos en que el área impactada de la capa superior sea menor al área impactada de una capa inferior (y por ende, obligatoriamente, deba ser removida y remediada junto con el área contaminada de mayor magnitud que yace debajo), o en el supuesto de que la diferencia de las áreas impactadas entre las capas no sea significativa, el Tribunal simplemente multiplicará la mayor área impactada por la máxima profundidad de contaminación.

#### **4.5. Costos de remediación para los suelos contaminados**

##### **4.5.1. Posición de las Partes**

416. Ecuador calcula los costos de remediación mediante (i) el incremento del volumen de los suelos arcillosos compactados por un factor de expansión volumétrica del 30%, (ii) la aplicación de diferentes costos por metro cúbico conforme a tres tecnologías de remediación en función de si el suelo está contaminado sólo con TPH, sólo con metales pesados, o con una mezcla de ambos, (iii) la adición de otros costos para los estudios, el diseño correctivo, la logística, el transporte, el rellenado de las zonas excavadas, las medidas de seguridad, los costos de gestión

---

<sup>798</sup> 2º SMCC, ¶ 297. El perito de Ecuador IEMS confirmó que su programa de remediación incluía remediar suelos limpios: “SEÑORA RENFROE: [...] me interesaría saber entonces, y le pregunto, si no es cierto que esa estimación de costos incluye remediación de suelos limpios, sobre la base de sus propios datos de muestreo de suelos. SEÑOR CHAVES KIEL: Nuestros modelos, a su pregunta, sí incluyen en alguna medida la remoción de suelo limpio [...]”. Tr. (Día 3) (ESP) 830:5-13, 831:5-7 (Contrainterrogatorio, Chaves).

y consultoría, la reforestación y la vigilancia del medio ambiente, y (iv) la suma de un factor de contingencia.<sup>799</sup>

417. Con base en las comparaciones de precios internacionales y, en especial, en los costos específicos para la remediación de los suelos cobrados por empresas de los Estados Unidos de América, Ecuador prevé una remediación biológica *ex situ* de los suelos mayormente contaminados con hidrocarburos a un costo unitario de USD 280/m<sup>3</sup>;<sup>800</sup> un confinamiento controlado *ex situ* para suelos únicamente contaminados con metales pesados a un costo unitario de USD 320/m<sup>3</sup>;<sup>801</sup> y un lavado *ex situ* de suelos contaminados con tanto hidrocarburos como metales pesados a un costo unitario de USD 240/m<sup>3</sup>.<sup>802</sup> Rechaza la propuesta de Burlington de tratar y disponer los suelos contaminados *in situ* como contraria al principio de reparación integral consagrado en la Constitución de 2008.<sup>803</sup>
418. Sobre esta base, Ecuador calcula el valor total del suelo contaminado en 654.687 m<sup>3</sup> y reclama costos por un monto total de USD 790.465.298, lo cual equivale a un costo unitario promedio de USD 1.220 por metro cúbico.<sup>804</sup>
419. Burlington afirma que los costos de remediación de Ecuador no tienen ningún fundamento fáctico, y se basan plenamente en tecnologías de remediación y elementos de costos innecesarios ya que se encuentran disponibles métodos igualmente eficaces y menos costosos en Ecuador, ofrecidos por empresas ecuatorianas.<sup>805</sup> Burlington calcula los costos de remediación mediante (i) la

---

<sup>799</sup> 2º SMCC, ¶¶ 296, 304-305; IEMS IP3, págs. 168-175. Véase, asimismo: Réplica, ¶¶ 206-217.

<sup>800</sup> 2º SMCC, ¶¶ 299-300; IEMS IP3, Anexo T.1, pág. 6; Réplica, ¶ 208. En su tercer informe pericial, IEMS calculó que el costo total de remediación biológica *ex-situ* equivaldría a una suma de USD 16.299.614.

<sup>801</sup> 2º SMCC, ¶¶ 301-302; IEMS IP3, Anexo T.1, pág. 8; Réplica, ¶ 209. En su tercer informe pericial, IEMS calculó que el costo total de confinamiento *ex-situ* equivaldría a una suma de USD 263.829.192.

<sup>802</sup> 2º SMCC, ¶ 303; IEMS IP3, Anexo T.1, pág. 10; Réplica, ¶ 208. En su tercer informe pericial, IEMS calculó que el costo total de lavado de suelos *ex-situ* equivaldría a una suma de USD 404.782.508.

<sup>803</sup> Tr. (Día 3) (ESP), 743:7-11 (Interrogatorio Directo, Green).

<sup>804</sup> Alegato de Apertura de Ecuador, Diapositivas 81-82. Compárese con: Réplica, ¶ 217. El costo unitario promedio de Ecuador de USD 1220 está compuesto por USD 255 en concepto de transporte fuera de carretera, costos de tratamiento *ex situ* que varían en función de la tecnología de remediación entre 240 USD/m<sup>3</sup> y 320 USD/m<sup>3</sup>, costos de relleno por 50 USD/m<sup>3</sup>, costos de ingeniería y administrativos por 305 USD/m<sup>3</sup>, y un factor de contingencia de 366 USD/m<sup>3</sup>.

<sup>805</sup> CMCC, ¶¶ 405-429; Duplica, ¶ 196. GSI analizó la industria de remediación ambiental de Ecuador, en particular al revisar los planes de manejo ambiental, los informes de remediación ambiental, una lista pública de precios de los servicios de limpieza de derrames en la región

identificación de sitios que exceden los criterios normativos, (ii) la medición de áreas que requieren remediación, (iii) la evaluación de las tecnologías de remediación disponibles, (iv) la elección de la tecnología de remediación apropiada, (v) la creación de un diseño de ingeniería preliminar específico para cada sitio, y (vi) el cálculo de los costos totales en base a precios locales.<sup>806</sup>

420. En lo que respecta a las tecnologías de remediación, GSI observa que las tecnologías utilizadas en la región Oriente para remediar derrames de petróleo incluyen (i) la biorremediación *in situ*, como el tratamiento de la tierra, la utilización de compostaje o de biopilas, (ii) tratamiento y disposición *ex situ*, y (iii) una combinación de ambos.<sup>807</sup> Entre tales opciones, contrató el tratamiento y la disposición *ex situ*.<sup>808</sup> En el caso de suelos afectados por metales pesados, GSI consideró (i) el tratamiento y la disposición *ex situ*, (ii) el confinamiento *in situ* y (iii) la limitación en el lugar<sup>809</sup> y contempló el tratamiento y la disposición *ex situ* como así también el confinamiento *in situ*.<sup>810</sup> No obstante, Burlington señaló su preferencia de que los suelos contaminados con metales pesados deberían ser excavados y confinados en piscinas *in situ*.<sup>811</sup>
421. Además de inflar el costo para el tratamiento y la disposición de los suelos,<sup>812</sup> Burlington afirma que Ecuador incluye costos de transporte innecesarios hacia una

---

amazónica, una lista publicada por el Ministerio de Medio Ambiente de empresas con permiso para la limpieza de sitios contaminados, los sitios Web de contratistas de remediación, la información directa de los contratistas locales, y la lista de precios de la Cámara de la Construcción de Quito. Además de identificar los contratistas para remediación que prestan servicios de remediación *in situ*, GSI también incluyó varios contratistas que ofrecen tratamiento y disposición *ex situ*, incluidos Ecuambiente Consulting Group Cia. Ltda., PECS IECONSTA S.A., GPOWER Group S.A., GOGEMINPA Cia. Ltda., y Corena. Véanse: GSI IP1, Ap. G.2; GSI IP2, Anexo Documental 29; Alegato de Apertura de Burlington, Diapositiva 109.

<sup>806</sup> Alegato de Apertura de Burlington, Diapositiva 110. Véanse, asimismo: CMCC, ¶ 412; Dúplica, ¶ 197; GSI IP1, ¶ 246 y Ap. H, pág. 4.

<sup>807</sup> GSI indicó además que en aproximadamente el 50% de los proyectos de remediación en la región Oriente durante los años 2002 y 2011 “la remediación de suelos se completó mediante la excavación y el tratamiento y la disposición *ex situ*”. GSI IP1, Ap. G.2, pág. G.2.5; Ap. H, Tabla H.2. Burlington descartó varias otras tecnologías, principalmente porque no resultan efectivas en suelos arcillosos, tales como la extracción de vapores del suelo *in situ*, el lavado de suelos *in situ*, el bioventeo, la biodegradación mejorada, o la remediación pasiva.

<sup>808</sup> GSI IP2, Ap. H, Tabla H.3.

<sup>809</sup> GSI IP1, Ap. H, Tabla H.2. Burlington descartó el lavado de suelo *in situ* porque resulta ineficaz en los suelos arcillosos.

<sup>810</sup> GSI IP1, Ap. H, Tabla H.3.

<sup>811</sup> CMCC, ¶ 412; Dúplica, ¶ 197; GSI IP1, ¶ 246 y Ap. H, pág. 4.

<sup>812</sup> GSI IP1, ¶¶ 144-145.

estación de transferencia,<sup>813</sup> exagera los costos de relleno,<sup>814</sup> y aplica recargos y factores de contingencia excesivos.<sup>815</sup> Con base en los costos de “alta gama” de los contratistas locales, Burlington calcula costos unitarios de USD 80/m<sup>3</sup> para el tratamiento y la disposición *ex situ* (redondeado en USD 100/m<sup>3</sup>).<sup>816</sup> USD 0,40/m<sup>3</sup>/km para el transporte; USD 3/m<sup>3</sup> para el material de relleno; USD 2,50/m<sup>3</sup> para el alquiler de excavadoras; y USD 800/día para el alquiler de la cargadora frontal y la topadora.<sup>817</sup> Burlington también incluye costos de evaluación previos al diseño (que abarcan costos de muestreo de suelo adicional y evaluación, como así también los costos de traslado).<sup>818</sup> un costo base de USD 20.000 por sitio para la obtención de permisos y la generación de informes; y un factor de contingencia que varía del 20% (en el caso de los sitios sin problemas potenciales de delineación o de acceso) al 30% (en el caso de sitios con problemas de delineación y de acceso).<sup>819</sup>

422. En total, Burlington calcula un costo promedio integral para la disposición del relleno *ex situ* de USD 260/m<sup>3</sup>, que es comparable al costo promedio en Europa de USD 303/m<sup>3</sup> y en los Estados Unidos de América de USD 218/m<sup>3</sup>, y se encuentra entre ambos valores.<sup>820</sup> Con tal fundamento, Burlington estima un costo total de USD 10.513.000 para la remediación de los 17 sitios en los que identificó excedencias, incluidos el taponamiento de cuatro piscinas abiertas y el abandono de siete pozos<sup>821</sup> (si bien Burlington insiste en que sólo es responsable por la remediación de Yuralpa Pad A a un costo de USD 110.000, y de Jaguar 1 a un costo de USD 213.000, además del taponamiento de las cuatro piscinas y del abandono de los siete pozos por una suma total de USD 1.091.000).<sup>822</sup>

---

<sup>813</sup> *Id.*, ¶¶ 146-147.

<sup>814</sup> *Id.*, ¶ 148.

<sup>815</sup> *Id.*, ¶¶ 152-153.

<sup>816</sup> Burlington acepta un costo unitario razonable promedio para la excavación, seguida del tratamiento y la disposición en una instalación de remediación *ex situ*, de 100 USD/m<sup>3</sup>. Véanse: Dúplica, ¶ 209; GSI IP1, ¶ 145.

<sup>817</sup> GSI IP1, Ap. G, pág. G.2.7, Anexo Documental G.2.2 y Ap. H, págs. H.8-H.9.

<sup>818</sup> GSI IP1, Ap. H, Tabla H.9.

<sup>819</sup> *Id.*, Ap. H, págs. H.11-H.12.

<sup>820</sup> Alegato de Apertura de Burlington, Diapositiva 111.

<sup>821</sup> Burlington calculó el costo de relleno y abandono de los pozos petroleros inactivos en USD 100.000 USD por pozo. GSI IP1, Ap. H, pág. H.12.

<sup>822</sup> Alegato de Apertura de Burlington, Diapositivas 112 y 116. El Tribunal observa que GSI mencionó un monto de USD 395.000 por la remediación de Jaguar 1, lo que, adicionalmente a los USD 213.000 por los cuales Burlington acepta responsabilidad (Área 3T), incluye los costos

#### 4.5.2. Análisis

423. En primer lugar, el Tribunal debe decidir si aplica precios locales o internacionales. A diferencia de los cálculos de Burlington, los costos de remediación de Ecuador se basan principalmente en los precios internacionales cobrados por contratistas internacionales. El perito de Ecuador, IEMS, rechaza el uso de contratistas ecuatorianos porque afirma que “no prestan todos los servicios que se requieren para una remediación acorde con los estándares que permiten realmente proteger al medio ambiente”<sup>823</sup> y debido a la magnitud extraordinaria de remediación en virtud del argumento de Ecuador sobre los valores de fondo:

“[...] la razón por la cual no optamos por contratistas ecuatorianos es que las tareas que nosotros preveíamos eran tareas que todavía no se habían hecho nunca en el Ecuador, [...] tareas que realmente no se han hecho mucho en el mundo. Nadie ha trabajado según ese tipo de normas”<sup>824</sup>.

424. De hecho, los volúmenes de suelo que requieren remediación son significativamente inferiores a los cálculos de Ecuador (ya sea en virtud de su valor de fondo o de su argumento de criterios normativos). Asimismo, el tipo de actividades de remediación contempladas en este caso son llevadas a cabo asiduamente en la región Oriente.<sup>825</sup> Por ende, el Tribunal no encuentra justificaciones para no aplicar los precios locales.

425. En segundo lugar, el Tribunal debe evaluar si la remediación debe realizarse *in situ* o *ex situ*. La remediación *ex situ* pareciera ser la técnica más protectora del medio ambiente. Tal como fue confirmado por GSI, en efecto se utiliza en la región Oriente en prácticamente el 50% de los casos.<sup>826</sup> Basándose en la Visita del Sitio y en la información sobre los contratistas locales obrante en el expediente,<sup>827</sup> el Tribunal

---

de remediación por la contaminación del Área 2M, la cual Burlington atribuye a actividades pre-Consortio. Véase: GSI IP2, Tabla 4.

<sup>823</sup> IEMS IP3, pág. 173, nota al pie 31.

<sup>824</sup> Tr. (Día 3) (ESP), 1019:15-21 (Tribunal, Green). Y, asimismo: “SEÑORA RENFROE: Y yo entiendo que usted no dependió o no pensó en contratistas ecuatorianos para llevar adelante esta tarea. ¿Correcto? SEÑOR GREENE: Sí. SEÑORA RENFROE: Y tampoco formuló ninguna información de mercado en lo que hace a los precios a nivel local para la remediación de los suelos en Ecuador a fin de crear esta cotización. ¿Correcto? SEÑOR GREENE: Correcto”. Tr. (Día 3) (ESP), 924:13-925:3 (Contrainterrogatorio, Green). Véase, asimismo: C-EPA, ¶ 215.

<sup>825</sup> Véase el resumen actualizado redactado por GSI sobre información clave de proyectos de remediación ambiental llevados a cabo en instalaciones de campos petrolíferos en la región Oriental de Ecuador. GSI IP2, Ap. B.2.

<sup>826</sup> GSI IP1, Ap. G.2, pág. G.2.5.

<sup>827</sup> GSI IP2, Ap. B.2.

está convencido de existe una disponibilidad de contratistas calificados para llevar a cabo la remediación en El Coca y sus alrededores, los cuales pueden manejar los volúmenes de suelos contaminados *ex situ*.<sup>828</sup> Por lo tanto, el Tribunal decide a favor de la remediación *ex situ* por parte de contratistas locales.

426. En tercer lugar, respecto de la tecnología de remediación, el Anexo 8 del RAOHE, el cual se relaciona con el tratamiento de desechos, indica en su sub-sección sobre desechos no peligrosos, que los suelos y las perforaciones o los cortes contaminados con petróleo crudo deben remediarse a través de una biorremediación o de “*landfarming*”.<sup>829</sup> No existen disposiciones en las normas sobre el tratamiento de la contaminación por metales pesados.; sin embargo, Burlington está de acuerdo con Ecuador en que el confinamiento controlado es la tecnología adecuada para los suelos contaminados con metales pesados (aunque Burlington aboga por el confinamiento *in situ*, el cual es rechazado por el Tribunal en virtud de las razones ya mencionadas), y en que los suelos contaminados con petróleo crudo deben tratarse *ex situ*, por ejemplo, a través de la biorremediación (ya a través de *landfarming*, el compostaje, o las biopilas).<sup>830</sup> En cuanto a los suelos contaminados tanto con TPH y metales pesados, el Tribunal acepta la sugerencia de Ecuador de lavado de suelo *ex situ*, en especial a la luz del hecho de que este tipo de tecnología también ha sido aplicada por otros operadores en la región Oriente.<sup>831</sup>
427. En consecuencia, las siguientes tecnologías de remediación parecen ser las más adecuadas para las circunstancias actuales: confinamiento controlado *ex situ* de suelos contaminados con metales pesados; biorremediación *ex situ* de los suelos contaminados con petróleo crudo; y lavado de suelo *ex situ* en el caso de suelos contaminados tanto con petróleo crudo como con metales pesados.
428. Sobre dicha base y al tener en cuenta todos los hechos y las pruebas pertinentes en el ejercicio de su discreción en materia de cuantificación de daños, el Tribunal concluye que, en las presentes circunstancias, es adecuado aplicar un costo unitario integral promedio de USD 300/m<sup>3</sup>. Este costo unitario incluye, *inter alia*, todos los rubros de costo, incluida la etapa de pre-diseño, el transporte, el muestreo

---

<sup>828</sup> En particular, Ecuambiente Consulting Group CIA. Ltda. posee una instalación de tratamiento y disposición de 700 hectáreas próxima a la ciudad de El Coca.

<sup>829</sup> Anexo 8 del RAOHE, Sección B, puntos B3001 y B3002 (**Anexo EL-174**).

<sup>830</sup> GSI IP2, Ap. H, Tabla H.3.

<sup>831</sup> GSI IP1, Ap. B.2.

adicional, el relleno, y los recargos, salvo el factor de contingencia que el Tribunal aplica en un rango del 20% al 30%. El porcentaje del factor de contingencia depende de la existencia o inexistencia de problemas particulares en términos de accesibilidad o exposición, como por ejemplo dificultades en el terreno, mayores distancias entre los puntos de excedencia y las plataformas o los caminos de acceso, o la proximidad a arroyos y asentamientos humanos. Por consiguiente, el Tribunal usualmente aplica un factor de contingencia del 20% a las excedencias en las plataformas, y un factor de contingencia del 30% a los puntos de excedencias fuera de las plataformas, salvo que éstos últimos no presenten desafíos en términos de accesibilidad o exposición. El precio unitario integral utilizado por el Tribunal es aplicable a los volúmenes de suelo como son extraídos. El Tribunal no agregó volúmenes adicionales de suelo para representar una posible expansión volumétrica, debido a que el precio unitario integral ya contempla dicha expansión.

#### 4.6. Revisión del Sitio

##### 4.6.1. Observaciones preliminares

429. En aplicación de los estándares establecidos *supra*, el Tribunal procederá ahora a abordar la revisión de la reclamación de Ecuador en materia de contaminación de suelo sitio por sitio. Si bien Ecuador incluyó en su reclamación por contaminación de suelos la remoción de las piscinas de lodo, el Tribunal analizará dicho reclamo por separado.
430. Ecuador investigó un total de 74 sitios, y en ocasiones generó modelos de dos plataformas juntas.<sup>832</sup> IEMS recolectó un total de 2.950 muestras de suelo para evaluar la condición ambiental de los Bloques; 2.769 para el Bloque 7 y 181 para el Bloque 21.<sup>833</sup> En virtud de su argumento sobre los criterios regulatorios, Ecuador sostiene que el área impactada de los Bloques 7 y 21 equivale a 414.506,14 m<sup>2</sup> y que debe remediarse un volumen total de suelo de 851.093,75 m<sup>3</sup>.<sup>834</sup> La pretensión total de Ecuador respecto de la contaminación de suelos en virtud de su argumento relativo a los criterios regulatorios alcanza un total de USD 790.465.298.<sup>835</sup>

---

<sup>832</sup> Este es el caso de Gacela CPF y Gacela 1/8, Payamino CPF y Payamino 1, Yuralpa CPF y Yuralpa Pad F, las cuales fueron modeladas en conjunto por parte de IEMS. Adjunto Revisado 35 del IEMS IP4 (Excel), filas 21, 55 y 68 (**Anexo E-500**).

<sup>833</sup> GSI IP2, Tabla 2.

<sup>834</sup> Adjunto Revisado 35 del IEMS IP4 (Excel) (**Anexo E-500**).

<sup>835</sup> *Ibid.*

431. El Tribunal observa que Ecuador no reclama la remediación de suelos en Payamino 9, Payamino 13, Payamino 18, Zorro, Yuralpa Pad B, Puerto Napo y Waponi-Ocatoe.<sup>836</sup> Tampoco pretende la remediación de suelo en el caso de que se apliquen los criterios regulatorios en Coca 7, Payamino 6, Payamino 19, Gacela 3, Lobo 2, Lobo 4, Oso 2, Oso 3, Oso A y Yuralpa CPF/Pad F.<sup>837</sup> En síntesis, Ecuador reclama la remediación de los suelos en 56 sitios.
432. Además de basarse en las muestras de IEMS, los peritos de Burlington de GSI recolectaron 535 muestras de suelo adicionales; 482 en el Bloque 7 y 53 en el Bloque 21.<sup>838</sup> Burlington niega cualquier responsabilidad respecto de las reclamaciones de Ecuador sobre remediación de suelos, aunque reconoce que 37.555 m<sup>3</sup> de suelo externo a las piscinas pueden requerir una remediación por un costo total de USD 9.748.000 en 17 sitios.<sup>839</sup> Burlington identifica seis sitios principales, a saber, Payamino 2/8, Mono 1/CPF, Payamino 1, Gacela 1/8, Coca 8 y Jaguar 1, en los que más de 1.000 m<sup>3</sup> de suelo podrían eventualmente requerir una remediación.<sup>840</sup> Burlington también identifica once sitios adicionales que podrían requerir la remediación de un volumen menor de suelo contaminado, a saber, Coca 1, Coca 4, Coca 6, Payamino 23, Coca CPF, Gacela 2, Jaguar 7/8, Mono Sur, Payamino 4 y Yuralpa Pad A.<sup>841</sup>
433. Burlington reconoce su responsabilidad por los “costos razonables de remediación correspondientes a los focos de excedencias en los dos sitios que son posiblemente atribuibles al Consorcio”, a saber, USD 323.000 para la remediación de Yuralpa Pad A y Jaguar Área 3T. Lo anterior, debido a que, en dichos sitios, no logró “vincular definitivamente el daño a actividades ajenas al Consorcio”.<sup>842</sup>

<sup>836</sup> *Id.*, filas 44, 48, 54, 62, 66 y 67 (**Anexo E-500**). Esta exclusión se explica por el hecho de que IEMS descartó los puntos de excedencia de su ejercicio de modelado en (i) grupos donde los valores no superaron los valores de fondo, (ii) grupos en los que dos locaciones de muestreo se encontraban a una distancia superior a los 500 metros, y (iii) capas con menos de tres muestras contaminadas. Véase: IEMS IP3, Anexo A-8.

<sup>837</sup> *Id.*, filas 5, 17, 29, 31, 36, 39, 42, 49 y 68 (**Anexo E-500**). Para obtener más información sobre los motivos que excluyen el modelado de tales sitios y los criterios de exclusión de IEMS, véase: IEMS IP3, Anexo A.8, pág. 7.

<sup>838</sup> GSI IP2, Tabla 2.

<sup>839</sup> *Id.*, Tablas 1, 3 y 4.

<sup>840</sup> *Id.*, Tabla 4.

<sup>841</sup> *Ibid.*

<sup>842</sup> C-EPA, ¶¶ 13, 71; GSI IP2, Tabla 4. Burlington también declaró que, “en su carácter de miembro responsable del Consorcio”, está “dispuesto a aceptar responsabilidad por los dos sitios en los que no puede vincular definitivamente el daño a actividades ajenas al Consorcio (Yuralpa Pad A y Jaguar 1 Área 3T)”.

Además, Burlington acepta pagar USD 68.000 para taponar cuatro piscinas abiertas y no utilizadas (Coca 4, Coca 8 y Payamino 15). Asimismo, Burlington acepta pagar USD 700.000 por los costos asociados al abandono de siete plataformas (Cóndor Norte, Gacela 2, Gacela 3, Jaguar 2, Jaguar 7/8, Jaguar 9 y Lobo 4).<sup>843</sup> Por consiguiente, Burlington acepta pagar un total de USD 1.091.000.

434. El Tribunal procederá ahora a analizar las circunstancias de los 56 sitios respecto de los que Ecuador reclama una remediación del suelo, comenzando por los sitios en el Bloque 7/CPUF (4.6.2), para luego proceder a aquellos del Bloque 21 (4.6.3). Así, primero analizará los reclamos relativos al suelo externo a las piscinas y, en la siguiente sección, aquellos relacionados con el suelo de las piscinas. En este contexto, el Tribunal observa que GSI declara que una cantidad de muestras recolectadas por IEMS fueron en realidad tomadas de las piscinas y/o extraviadas por IEMS debido a determinadas imprecisiones en la asignación de coordenadas o en su etiquetado.<sup>844</sup> En consideración de las explicaciones de las Partes y de sus peritos,<sup>845</sup> el Tribunal decidirá dichas cuestiones caso a caso; cuando ello sea relevante.

#### 4.6.2. Bloque 7/CPUF

##### a. Coca 1.

435. Ecuador sostiene que el área impactada en Coca 1 cubre un área de 12.960 m<sup>2</sup> y reclama una remediación de 16.848 m<sup>3</sup> de suelo, a un costo total de USD 15.232.093.<sup>846</sup> Si bien Burlington controvierte que el Consorcio causó excedencias en Coca 1, acepta que existe contaminación en dicho sitio; 520 m<sup>2</sup> del Área 1MT y 70 m<sup>2</sup> del Área 2T (véase figura en párrafo 437).<sup>847</sup>
436. Las siguientes figuras ilustran las locaciones de muestreo de suelo de IEMS,<sup>848</sup> en primer lugar, y de GSI,<sup>849</sup> en segundo lugar, respecto de Coca 1:

---

<sup>843</sup> GSI IP2, Tabla 3.

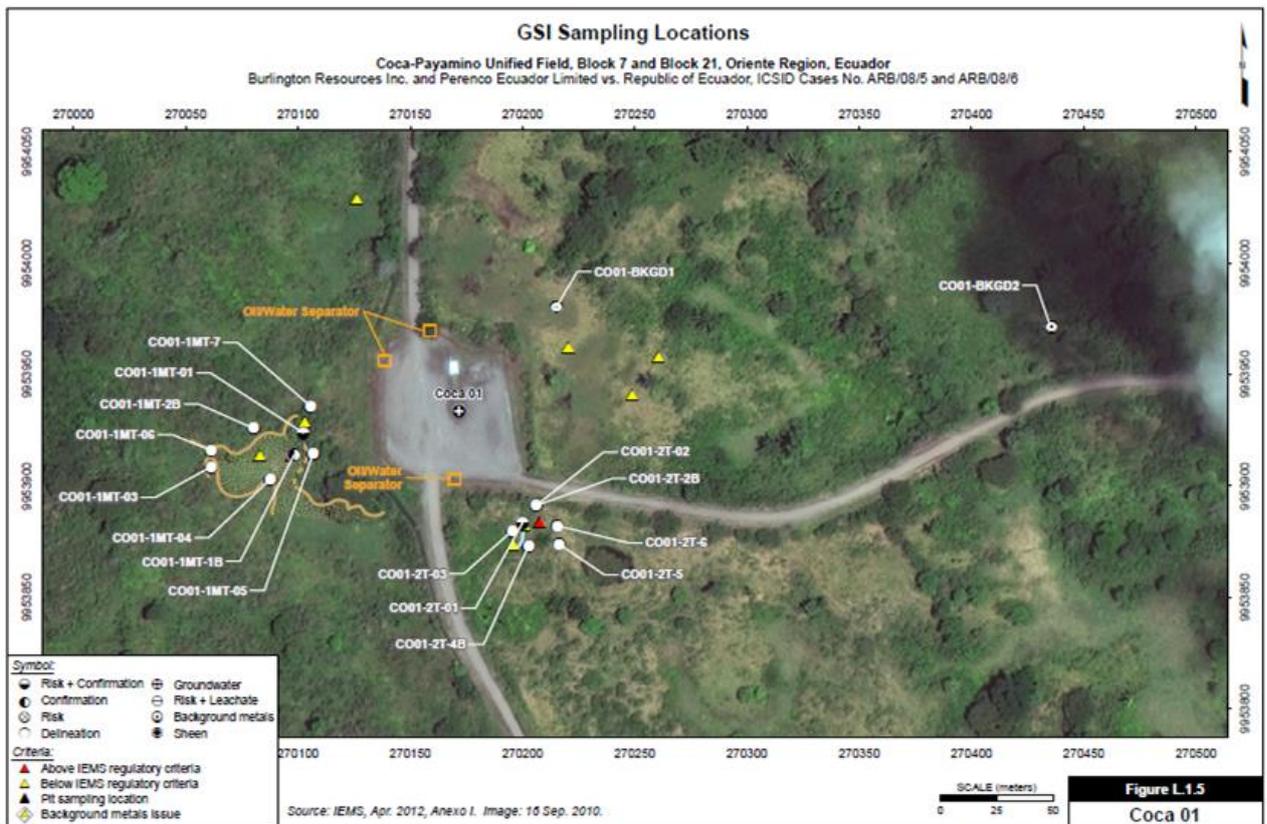
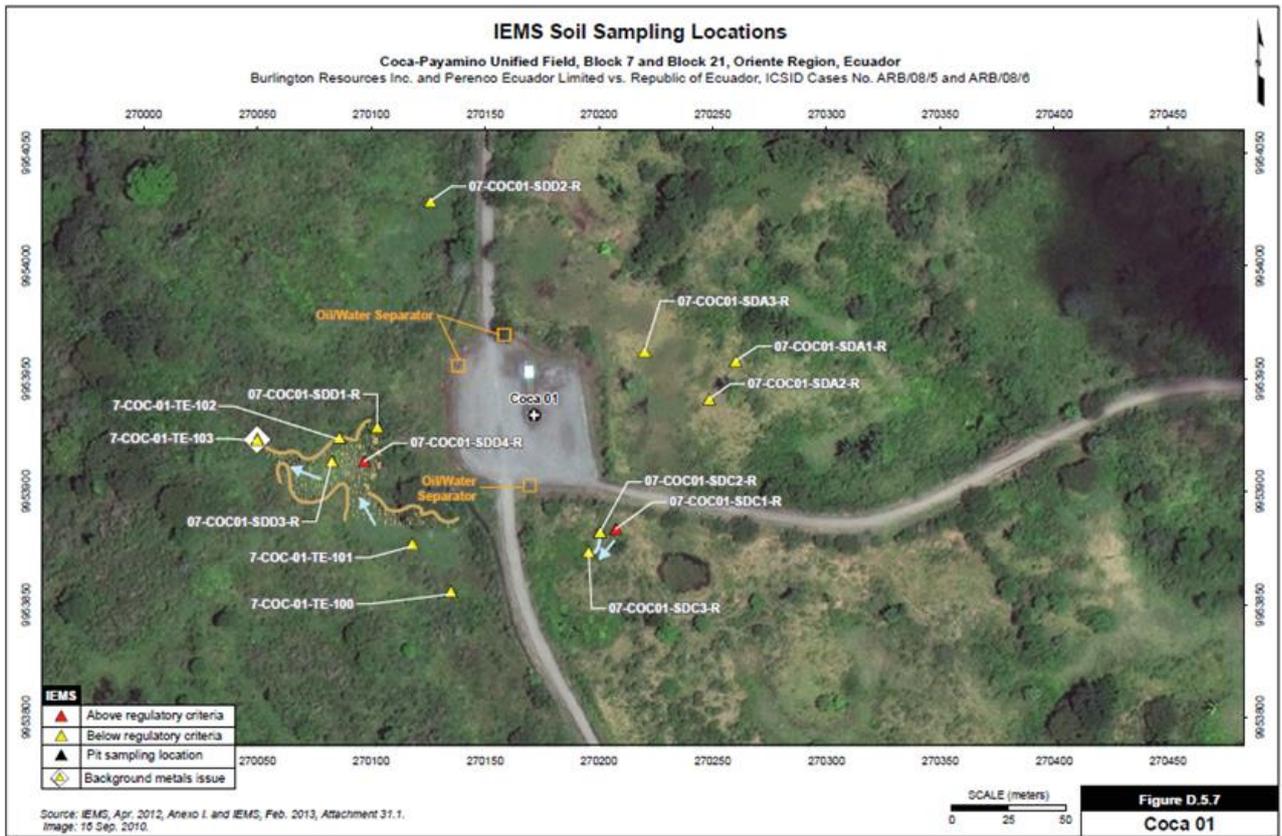
<sup>844</sup> Véanse, en particular: GSI IP1, Ap. D, Anexo D.2; GSI IP2, Ap. D, Anexo D.2.

<sup>845</sup> Adicionalmente a las referencias en el pie de página anterior, véase, en particular: IEMS IP4, págs. 108-112 y Tablas 2 y 3.

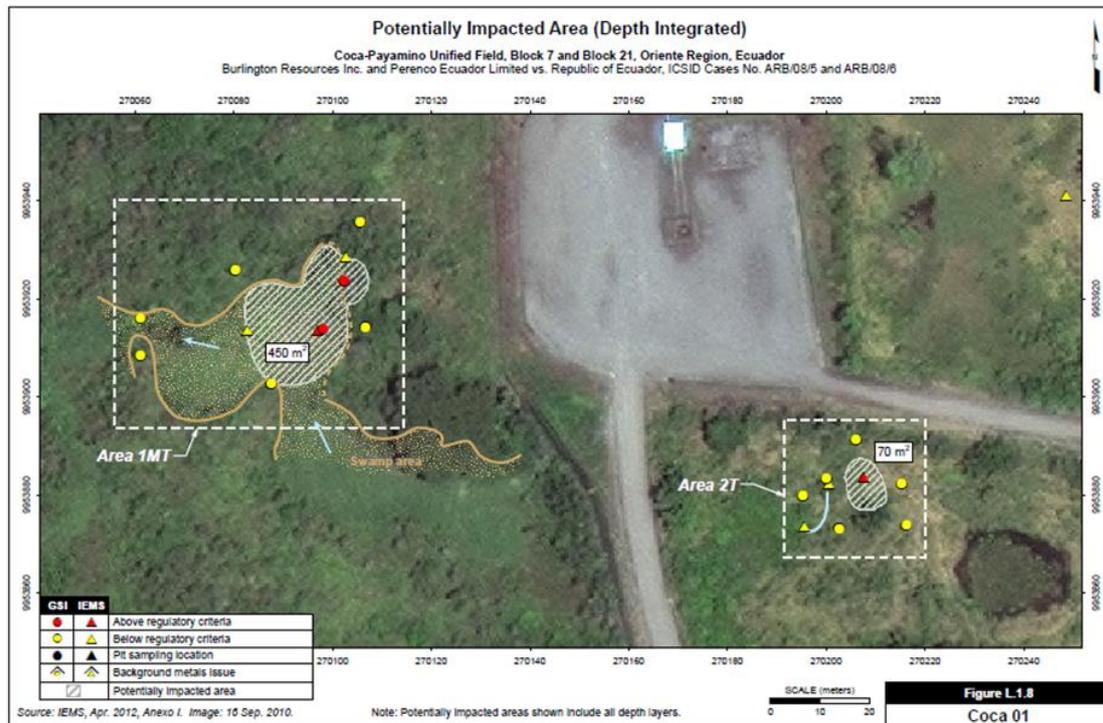
<sup>846</sup> Adjunto Revisado 35 del IEMS IP4 (Excel), fila 1 (**Anexo E-500**); Resultados del ejercicio de remodelado, Figuras 01-A y 01-B (**Anexo E-499**). Compárese con: IEMS IP3, Anexo C Corregido, Coca 1, pág. 12; IEMS IP4, Adj. 38, Coca 1, pág. 16.

<sup>847</sup> GSI IP1, Ap. L, Adj. L.1.E, Tabla L.1.E.1, Figuras L.1.E.A.1, L.1.E.B.1-L.1.E.B.3; GSI IP2, Ap. D, Figuras D.1.10 y D.5.7.

<sup>848</sup> GSI IP2, Ap. D, Figura D.5.7.



437. Las áreas potencialmente afectadas calculadas por GSI (–según se determinan en la sección 4.4.3.c y el párrafo 411), las cuales el Tribunal utilizará como base para su propia delineación, se encuentran descriptas en la siguiente figura.<sup>850</sup>



438. En aplicación de las directrices establecidas *supra* (sección 4.3.2.c) y, por ende, en consideración de que el “uso posterior” del suelo de esta área es agrícola, el Tribunal identificó una excedencia de TPH en el Área 2T,<sup>851</sup> y excedencias de TPH, bario, y cadmio, en el Área 1MT.<sup>852</sup>
439. Coca 1 fue perforada en el año 1970 por Texaco, pero se mantuvo suspendida hasta el año 1986 cuando comenzó sus operaciones.<sup>853</sup> No existen registros de derrames históricos<sup>854</sup> y el Consorcio realizó un reacondicionamiento de los pozos en el año 2005,<sup>855</sup> aunque en general Burlington sostiene que las excedencias se

<sup>850</sup> GSI IP1, Ap. L, Figura L.1.8.

<sup>851</sup> Muestra 07-COC01-SDC1-R(1,2)m. Véase: GSI IP2, Tabla D.3, pág. 1.

<sup>852</sup> Muestras 07-COC01-SDD4-R(1,10)m, CO01-1MT-1B-(0.8-1.1), CO01-1MT-01-0.0-0.3, 7-COC-01-TE-100(0.5-0.7), 7-COC-01-TE-101(1.5-1.7), 7-COC-01-TE-102-(2.4-2.6) y 7-COC-01-TE-103-(2.4-2.6). Véanse: IEMS IP4, Adj. 38, Coca 1, págs. 6-13; GSI IP1, Ap. L, Tabla L.1.1; GSI IP2, Ap. D, Tabla D.3, págs. 1-2.

<sup>853</sup> R-EPA, ¶ 692. Véase, asimismo: Alegato de Apertura de Burlington, Diapositiva 144.

<sup>854</sup> GSI IP1, Ap. B.3.

<sup>855</sup> El expediente demuestra que el Consorcio realizó el reacondicionamiento # 7 en el mes de noviembre de 2005, el cual implicó la utilización de sustancias químicas. Reacondicionamientos

vinculan a actividades previas al Consorcio,<sup>856</sup> tal como queda demostrado en parte por el hecho de que no existe una piscina en Coca 1, lo cual implica, según Burlington, que los lodos de perforación eran descargados al medio ambiente por operadores anteriores.<sup>857</sup>

440. El Tribunal acepta las pruebas y alegaciones de Burlington con respecto al Área 1MT. Considerando la profundidad de las excedencias (hasta 2.6 metros) y el hecho de que no hay una piscina en Coca 1, el Tribunal encuentra que la contaminación del Área 1MT se encuentra asociada a las actividades de perforación y, por ende, fue causada por operadores anteriores. En consecuencia, Burlington ha refutado satisfactoriamente la presunción de causalidad en relación con la contaminación hallada en dicha área. Por el contrario, Burlington no refutó convincentemente la presunción de que generó la excedencia de TPH en el Área 2T.
441. GSI aplicó una interpolación lineal para calcular el área impactada,<sup>858</sup> y colocó determinadas perforaciones contaminadas nuevamente en el suelo durante su procedimiento de alejamiento,<sup>859</sup> aunque el Tribunal observa que las muestras de delineación de GSI reflejan niveles de TPH relativamente bajos.<sup>860</sup>
442. Sobre dicha base y conforme a las directrices establecidas *supra* (secciones 4.4.3c y 4.5.2), el Tribunal concluye que una superficie de 200 m<sup>2</sup> del Área 2T ha sido afectada. Debido a que la remediación debe realizarse hasta 2 metros de profundidad, el volumen total del suelo contaminado representa 400 m<sup>3</sup>, a un costo de USD 120.000. Al adicionar un factor de contingencia del 20% (véase párrafo 428 *supra*), el costo por el cual Burlington es responsable asciende a un total de **USD 144.000** en el caso de Coca 1.

---

de Pozos en los Bloques 7 y 21 de años 1992 a 2012, Coca 1, Reacondicionamiento # 7, noviembre de 2005, pág. 3 (**Anexo E-573**); R-EPA, nota al pie 876.

<sup>856</sup> Dúplica, ¶ 267; GSI IP1, Ap. L.1, pág. 3.

<sup>857</sup> GSI IP2, Ap. B.5. La lista de piscinas de Ecuador no contiene información respecto de Coca 1. Véase: Alegato de Apertura de Ecuador, Anexo Demostrativo 2 – Cronograma de piscinas de lodo en los Bloques 7 y 21 hasta el año 2009 (**Anexo E-563**).

<sup>858</sup> GSI IP1, Ap. L, Tabla L.1.E.1 y Figura L.1.E.A.1.

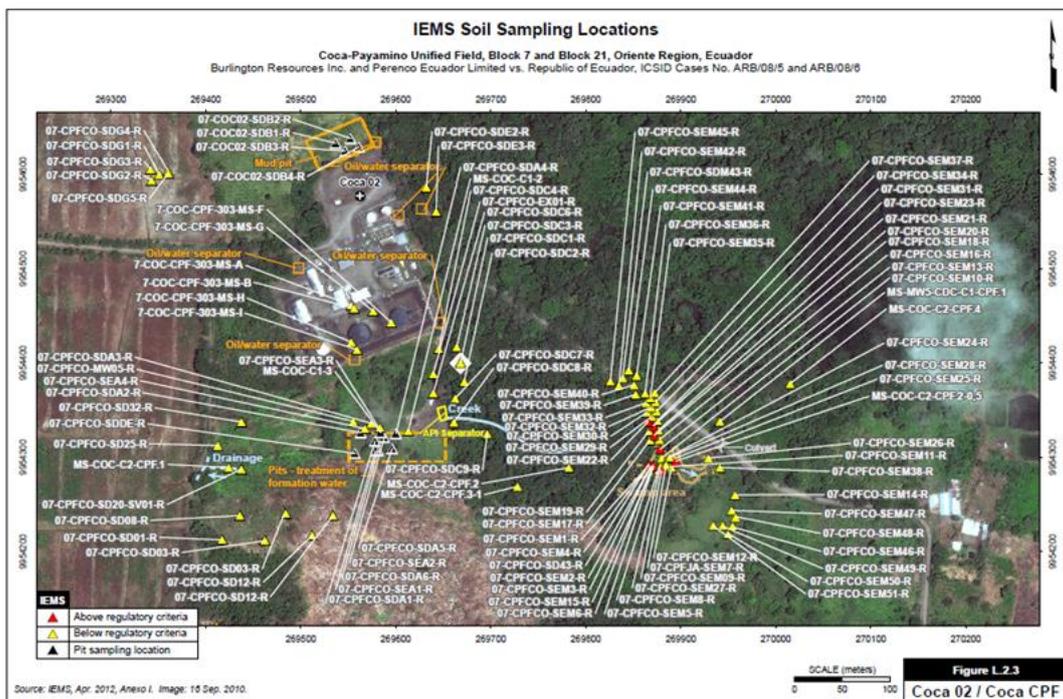
<sup>859</sup> Registro de GSI para la muestra CO01-2T-02, 29 de febrero de 2012, pág. 1; Registro de GSI para la muestra CO01-2T-02, 3 de marzo de 2012, pág. 1 (**Anexo E-475**); R-EPA, ¶ 365, notas al pie 423-425 y ¶ 383(b), nota al pie 451. Véase, asimismo: Tr. (Día 5) (ESP), 1667:7-1669:5 (Contrainterrogatorio, Bianchi).

<sup>860</sup> Véase: GSI IP1, Ap. L, Tabla L.1.5. Los valores de TPH varían de 3,3 a 103 mg/kg. GSI sólo evaluó los suelos en busca de TPH en el Área 2T.

**b. Coca 2 y CPF**

443. Ecuador afirma que el área impactada de Coca 2/CPF se extiende a 54.795 m<sup>2</sup>,<sup>861</sup> y reclama la remediación de un volumen de 95.946,50 m<sup>3</sup> de suelo,<sup>862</sup> por un costo total de USD 83.465.389.<sup>863</sup> A pesar de que Burlington señala a los operadores anteriores y niega que el Consorcio causara las excedencias en Coca 2/CPF,<sup>864</sup> reconoce que existe una contaminación en el Área 2T que se extiende a 630 m<sup>2</sup> por un costo total de USD 234.000.<sup>865</sup>

444. Las siguientes figuras ilustran las locaciones de muestreo de suelo de IEMS<sup>866</sup> y de GSI<sup>867</sup> en Coca 2/CPF:



<sup>861</sup> El Tribunal evalúa Coca 2 y Coca CPF simultáneamente. Según Ecuador, el área impactada en Coca 2 es de 800 m<sup>2</sup> y en Coca CPF, de 53.995 m<sup>2</sup>. Adjunto Revisado 35 del IEMS IP4 (Excel), filas 2 y 14 (**Anexo E-500**).

<sup>862</sup> Según Ecuador, el volumen total de suelo contaminado en Coca 2 es de 1.456 m<sup>3</sup> y, en Coca CPF, de 94.490,50 m<sup>3</sup>. Adjunto Revisado 35 del IEMS IP4 (Excel), filas 2 y 14 (**Anexo E-500**).

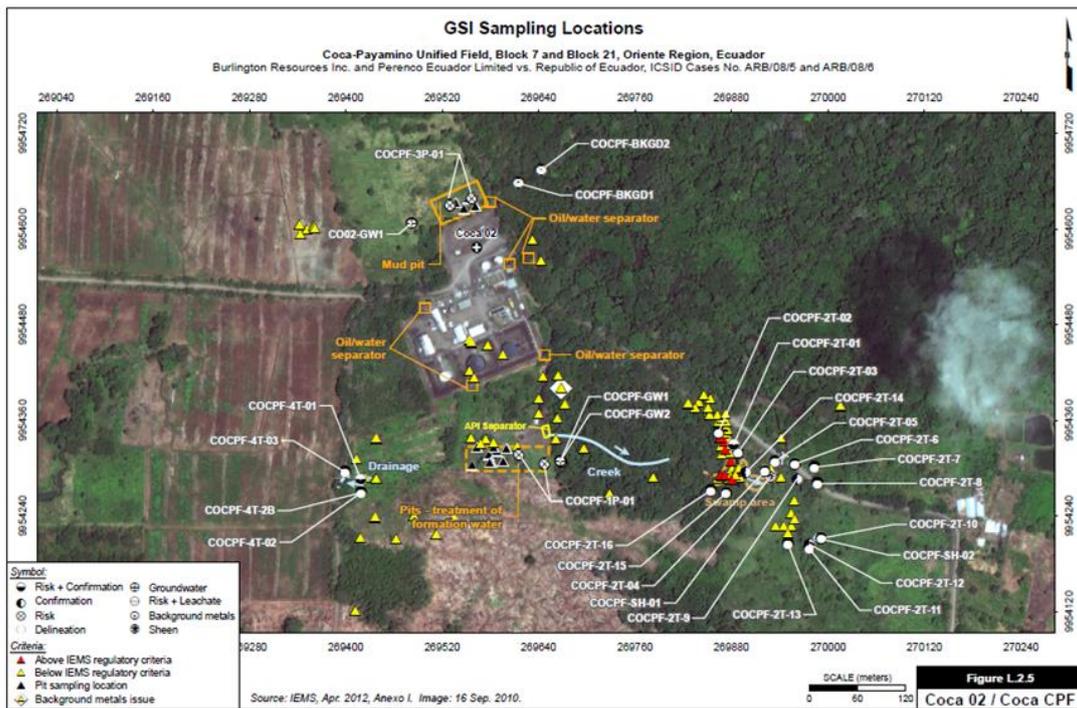
<sup>863</sup> Ecuador reclama una suma de USD 1.342.014 en el caso de Coca 2 y de USD 82.123.375 en el caso de Coca CPF. Adjunto Revisado 35 del IEMS IP4 (Excel), filas 2 y 14 (**Anexo E-500**). Compárese con: IEMS IP3, Anexo C Corregido, Coca 2, págs. 12-13 y Coca CPF, págs. 40-41; IEMS IP4, Adj. 38, Coca CPF, pág. 49.

<sup>864</sup> Tr. Visita del Sitio (Día 2) (ENG), 141:2-15 (Presentación de la Sra. Renfroe en Coca CPF); C-ESPV, ¶ 24.

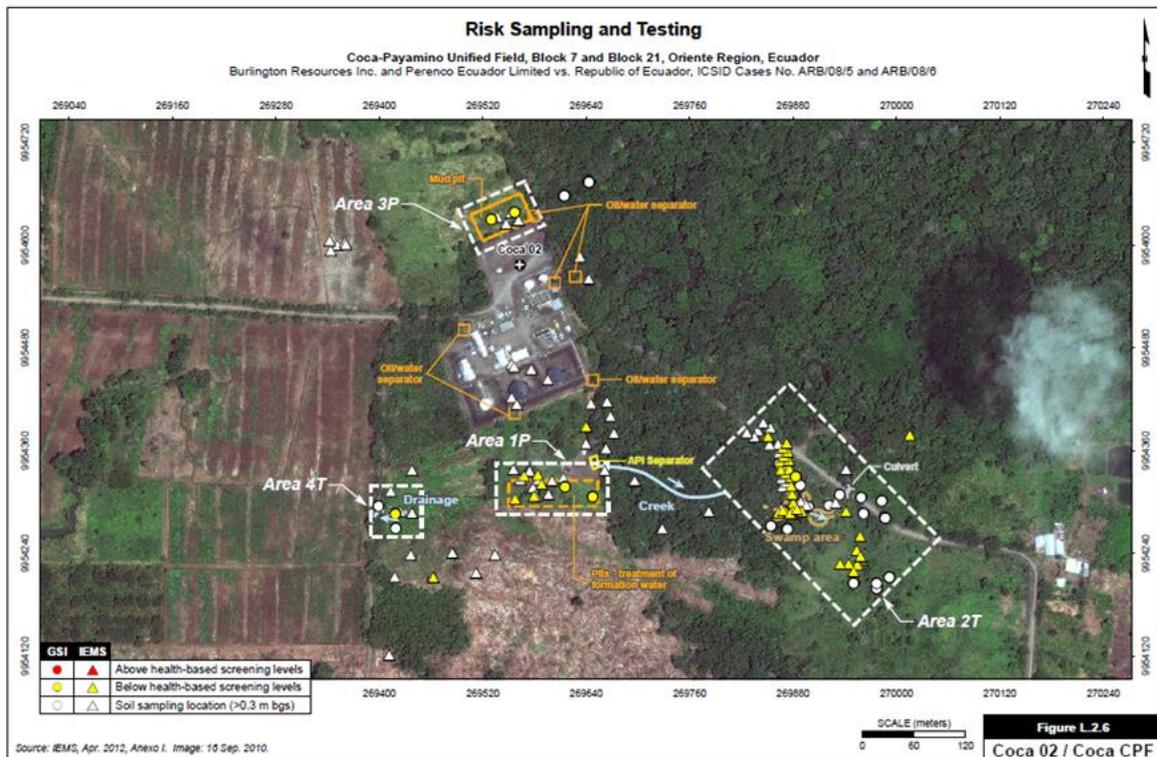
<sup>865</sup> GSI IP1, Ap. L, Figura L.2.1, págs. 7-8, Figura L.2.8, y Adj. L.2.E, Tabla L.2.E.1, Figuras L.2.E.A.1 y L.2.E.B.1.

<sup>866</sup> GSI IP1, Ap. L, Figura L.2.3.

<sup>867</sup> *Id.*, Figura L.2.5.



445. La siguiente imagen refleja las Áreas 1P, 2T, 3P y 4T designadas por GSI:<sup>868</sup>



<sup>868</sup> Id., Figura L.2.6.

446. Existen varios usos del suelo alrededor de Coca 2/CPF.<sup>869</sup> Con referencia a las directrices expuestas anteriormente (sección 4.3.2.c), el Tribunal aplicó en general criterios de uso de suelo agrícola a las áreas identificadas por GSI como las Áreas 4T y 2T (las Áreas 1P y 3P son piscinas) y, en particular, tuvo en cuenta que el derecho de vía presente en el llamado pantano Chala del Área 2T fue creado recientemente para un oleoducto de Petroamazonas. Aplicó criterios de ecosistema sensible para los suelos vecinos a Coca 2,<sup>870</sup> cercanos al separador de API,<sup>871</sup> a lo largo del arroyo,<sup>872</sup> y del otro lado de la alcantarilla en el Área 2T.<sup>873</sup>
447. Sobre dicha base, el Tribunal no identificó excedencias en Coca 2.<sup>874</sup> No obstante, observó las siguientes excedencias en Coca CPF: una excedencia de cadmio hacia el suroeste del área de la piscina y hacia el sur del Área 4T utilizada para el tratamiento del agua de formación,<sup>875</sup> y otra excedencia de cadmio hacia el norte del separador API.<sup>876</sup> Asimismo, el Tribunal identificó varias excedencias de HPT en el Área 2T.<sup>877</sup>
448. Coca CPF es uno de los sitios donde existe un largo historial de derrames causados por los operadores anteriores.<sup>878</sup> También existe evidencia de un derrame

---

<sup>869</sup> GSI acepta la existencia de múltiples usos del suelo en Coca 2/CPF. Según GSI, el uso agrícola se encuentra hacia el norte y el oeste, y el uso forestal secundario, hacia el este. El uso de suelo correspondiente a bosques secundarios también se encuentra inmediatamente adyacente hacia el sur, se extiende hacia el arroyo y, más allá, se encuentra el suelo agrícola. Véase: GSI IP1, Ap. L.02.1, pág. 11.

<sup>870</sup> Para obtener más información sobre las siguientes locaciones de muestreo: 07-CPFCO-SDE2-R y 07-CPFCO-SDE3-R.

<sup>871</sup> Para obtener más información sobre las siguientes locaciones de muestreo: 07-CPFCO-SDC1-R, 07-CPFCO-SDC2-R, 07-CPFCO-SDC3-R, 07-CPFCO-SDC7-R y 07-CPFCO-SDC8-R.

<sup>872</sup> Para obtener más información sobre las siguientes locaciones de muestreo: 07-CPFCO-SDC8-R, MS-COC-C2-CPF.2 y MS-COC-C2-CPF.3-1.

<sup>873</sup> Para obtener más información sobre las siguientes locaciones de muestreo: MS-MW5-CDC-C1-CPF.1, MS-COC-C2-CPF.4.

<sup>874</sup> GSI IP2, Ap. D, Tabla D.3, pág. 2.

<sup>875</sup> Muestra 07-CPFCO-SD01-R (1,0-1,2) m. Véase: GSI IP2, Ap. D, Tabla D.3, págs. 17-22.

<sup>876</sup> Muestra 07-CPFCO-SDC1-R (2,5-2,7) m. Véase: GSI IP2, Ap. D, Tabla D.3, págs. 17-22.

<sup>877</sup> Muestras 07-CPFCO-SEM09-R(0,0-0,3)m, 07-CPFCO-SEM13-R(0,0-0,3)m, 07-CPFCO-SEM18-R(0,0-0,3)m, 07-CPFCO-SEM21-R(0,0-0,3)m, 07-CPFCO-SEM22-R(0,0-0,3)m, 07-CPFCO-SEM2-R(0,0-0,5)m, 07-CPFCO-SEM4-R(0,5-1,0)m, 07-CPFCO-SEM4-R(0,0-0,3)m, 07-CPFCO-SEM5-R(0,0-0,3)m y MS-COC-C2-CPF.2-0,5. Véase: GSI IP2, Ap. D, Tabla D.3, págs. 17-22.

<sup>878</sup> Se han registrado los siguientes derrames: derrame de 20 bl de crudo el día 1 de enero de 1994 en una bomba de transferencias (Petroproducción), de los cuales se recuperaron 16 bl; derrame de 2 bl de crudo el día 26 de diciembre de 1994 (Oryx) en un tanque, de los cuales se recuperó 1 bl; derrame de 4 bl de crudo el día 1 de marzo de 1996 en una bomba de transferencia (Oryx), de los cuales no se realizó ningún recupero; derrame de 3 bl de crudo el

de crudo de 1,5 de barril que ocurrió el 13 de junio de 2005 en la línea de flujo de Coca 9, la cual se dirige hacia el colector de CPF, y de un derrame no declarado en el tanque de lavado que se produjo el día 31 de agosto de 2008.<sup>879</sup> Debido a su ubicación, parecieran no estar relacionados con las excedencias identificadas con anterioridad. No obstante, cabe destacar que en la auditoría bienal del año 2006 se identificó una no-conformidad relativa a las descargas de aguas residuales.<sup>880</sup> También es de cierta relevancia mencionar que, entre los años 1989 y 1996, Petroproducción descargó el agua de producción ininterrumpidamente, sin remover el aceite, en el medio ambiente, desde las piscinas al sur de CPF hacia el arroyo que fluye con sentido sureste hacia el pantano Chalá donde se ubica el Área 2T.<sup>881</sup>

449. Si bien el Sr. Saltos indicó que Oryx suspendió esta práctica y el área fue remediada en 1997,<sup>882</sup> también declaró que el filtrado de aceite continuó luego de ello, y que dicha situación persistió durante la operativa del Consorcio y que el Consorcio no alcanzó un acuerdo con el Sr. Chalá debido a la toma de control del

---

día 11 de mayo de 1996 en una línea de Power Oil (Oryx), de los cuales se recuperó 1 bl; derrame de 4 bl de aceite condensado el día 25 de mayo de 1996 en un separador del Instituto de Petróleo de EE.UU. (API, por sus siglas en inglés) (Oryx), de los cuales no se realizó ningún recupero; derrame de 4 bl de crudo el día 26 de junio de 1996 en el separador Monarch2 (Oryx), de los cuales no se realizó ningún recupero; derrame de 40 bl de crudo el día 15 de septiembre de 1996 en la línea de separación del colector (Oryx), de los cuales se recuperaron 30 bl; derrame de 30 bl de crudo el día 25 de septiembre de 1996 en los separadores (Oryx), de los cuales se realizó un recupero total; derrame de 10 bl de crudo el día 18 de febrero de 1997 en el separador Monarch (Oryx), de los cuales se realizó un recupero total; derrame de 40 bl de crudo el día 19 de febrero de 1997 en el quemador de gas del separador en la línea de producción (Oryx), de los cuales se recuperaron 4 bl; derrame de 20 bl de crudo y agua de producción del día 20 de febrero de 1997 en el separador Monarch2 (Oryx), de los cuales no se realizó ningún recupero; y derrame de 20 bl de crudo el día 5 de junio de 2000 en la unidad de Power Oil (Kerr McGee), de los cuales se recuperaron 19 bl. Véase: GSI IP1, Ap. B.3.

<sup>879</sup> Solís DT2, ¶ 76, punto 18 y Anexo 57 (Correo electrónico del Gerente de Operaciones de fecha 1 de septiembre de 2008), Anexo 58 (Correo electrónico del Supervisor de Producción de B7 (Manuel Solís) de fecha 5 de septiembre de 2008).

<sup>880</sup> Auditoría Ambiental Bloque 7, noviembre de 2006, pág. 48 (**Anexo E-334**).

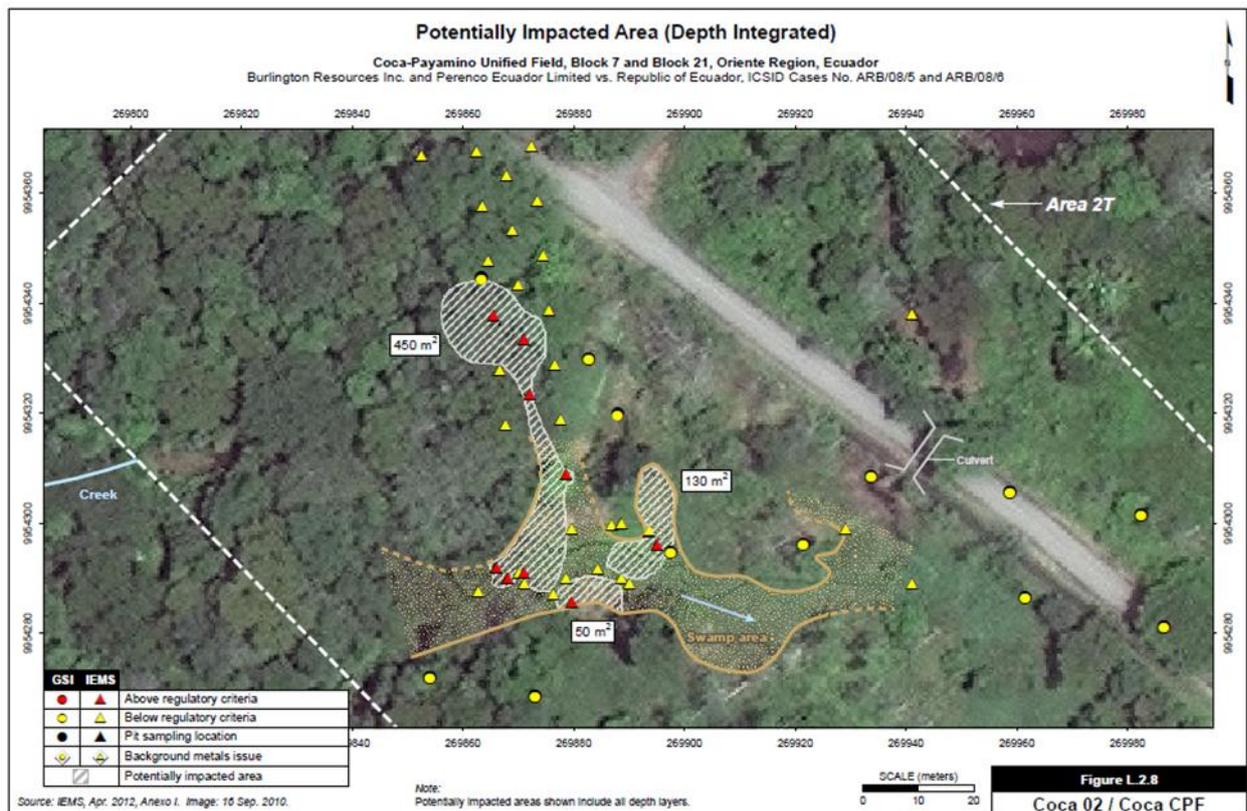
<sup>881</sup> Véase: CMCC, ¶ 448. La siguiente información fue declarada en una evaluación ambiental del año 1994 redactada para Oryx: *“El agua de producción se descarga por gravedad desde un conducto de aproximadamente 200mm de diámetro a dos estanques de retención de tierra cubiertos para su disposición a través de un canal de drenaje natural. No existen equipos de remoción de aceite dentro del sistema de estanques. Dentro del canal de drenaje se utiliza un sistema de recogida de aceite compuesto de una serie de presas hechas de hojas de palma. El aceite es removido manualmente de las piscinas creadas por las presas. El producto de salida de las presas fluye ladera abajo hacia un arroyo que desemboca en el Río Huashito. El sistema ha tenido éxito en la recolección de aceite; sin embargo, el aceite flotante sigue desembocando en el arroyo. El material contaminado con aceite se almacena junto al canal y requiere una eliminación regular”*. Ecomapa/Western Oilfield Environmental Services Ltd., *Evaluación Ambiental del Campo Coca-Payamino de Oryx Ecuador Energy Company*, mayo de 1994, pág. 30 (**Anexo CE-CC-12**). Véanse, asimismo: Saltos DT1, ¶¶ 290, 294; Tr. Visita del Sitio (Día 2) (ENG), 141:2-15 (Presentación de la Sra. Renfroe en Coca CPF).

<sup>882</sup> Saltos DT1, ¶¶ 297-298.

año 2009.<sup>883</sup> Por consiguiente, el Tribunal sostiene que el Consorcio es parcialmente responsable por la condición ambiental del pantano Chalá. En ejercicio de su discreción en materia de cuantificación de daños, determina que Burlington deberá abonar el 50% de los costos de remediación.

450. Además, el Tribunal considera que no existen elementos en el expediente para refutar la presunción de que Burlington causó la contaminación en los otros puntos de excedencia mencionados en el párrafo 447 *supra*. En consecuencia, Burlington deberá pagar los costos totales de la remediación de dichas otras áreas.

451. Surgen dos dificultades adicionales en lo relativo al Área 2T del pantano Chalá. En dicho contexto, resulta útil referirse a la designación de área impactada de GSI dentro del pantano Chalá.<sup>884</sup>



<sup>883</sup> El Sr. Saltos realizó la siguiente declaración: “Lastimosamente, después seguía descargando agua desde el API, y, eventualmente, esta agua traía razas de hidrocarburo, que caían al pantano. Y, lógicamente, seguían yendo por el pantano hasta llegar donde Chalá. Y esa parte, como es más baja, y no puede pasar directamente al otro lado de la vía, se sedimentaba y se fue acumulando contaminación allá. Cuando vivía Chalá, nosotros tratamos de arreglar con Chalá, tratamos con él, justamente, de hacer un proyecto de remediar. Lastimosamente llegó el 2009 y ya no pudimos ejecutar. Así fue”. Tr. Visita del Sitio (Día 2) (Original), 255:13-253:1 (Tribunal, Saltos en Coca CPF).

<sup>884</sup> GSI IP1, Ap. L, Figura L.2.8.

452. La primera dificultad respecto del pantano Chalá se relaciona con el desacuerdo entre las Partes sobre la ubicación de los puntos de muestro de IEMS en dicho pantano. Ecuador indica que IEMS realizó un muestreo al sur de la alcantarilla,<sup>885</sup> mientras que Burlington argumenta que IEMS realizó el muestreo al norte de la alcantarilla.<sup>886</sup> Esta cuestión fue analizada durante la Visita del Sitio. Si bien IEMS reiteró que llevó a cabo el muestreo al sur de la alcantarilla,<sup>887</sup> GSI explicó que IEMS no utilizó un dispositivo GPS sino una cinta métrica para localizar sus muestras y que omitió un punto, lo cual causó una discrepancia de 100 metros.<sup>888</sup> Además, GSI declaró que no encontró ningún indicio de muestreo hacia el sur de la alcantarilla, que el propio GSI tomó muestras de verificación allí y no encontró excedencias, y que las excedencias de TPH efectivamente se encuentran al norte de la alcantarilla donde GSI llevó a cabo el muestreo.<sup>889</sup> Sobre dicha base, GSI argumenta que *“tanto la información geográfica como los datos del suelo indican que estábamos en la ubicación adecuada”*.<sup>890</sup>
453. Debido a que IEMS no aplicó tecnología de vanguardia (y, de hecho, comúnmente utilizada) para ubicar sus muestras, el Tribunal se inclina a confiar en la ubicación realizada por GSI. Asimismo, el Tribunal observa que GSI ubica las muestras de IEMS en donde el arroyo que fluye desde el separador API alcanza el área del pantano.<sup>891</sup> Por consiguiente, el Tribunal trabajará sobre la base de las ubicaciones de GSI en relación con el muestreo de IEMS.

---

<sup>885</sup> El Tribunal observa que los mapas provistos por IEMS en su tercer y cuarto informe señalan las locaciones de muestreo al sur de la alcantarilla: IEMS IP3, Anexo C, Coca CPF corregido, pág. 38; IEMS IP4, Adj. 38, Coca CPF, pág. 46.

<sup>886</sup> GSI IP1, págs. 53-54 y Ap. D, Anexo D.2, pág. 14. GSI explicó que, por una parte, el Anexo I de IEMS ubica estas muestras al sur de la alcantarilla, mientras que la base de datos del Sistema de Información Geológica (G/S, por sus siglas en inglés) de IEMS ubica dichas muestras hacia el norte de la alcantarilla. Por lo tanto, GSI se basó en la información del GIS, debido a que estas locaciones coinciden con las ubicaciones reflejadas en los mapas del segundo informe de IEMS y las características del sitio del pantano. Véanse, asimismo: Tr. Visita del Sitio (Día 2) (ENG), 155:3-14 (Tribunal, Connor en Coca CPF); C-ESPV, ¶ 33, nota al pie 79. Véase, asimismo: Observaciones, formularios, mapas y listas de verificación de campo de GSI Environmental – Segunda campaña (redactado por Burlington el día 14 de noviembre de 2012), Notas Redactadas de Campo de JAC, págs. 17-18 (**Anexo E-476**).

<sup>887</sup> Tr. Visita del Sitio (Día 2) (Original), 279:16-281:12 (Tribunal, Chaves en Coca CPF); R-ESPV, ¶¶ 162-164.

<sup>888</sup> Tr. Visita del Sitio (Día 2) (ENG), 155:1-7 (Tribunal, Connor en Coca CPF).

<sup>889</sup> Tr. Visita del Sitio (Día 2) (ENG), 155:8-16 (Tribunal, Connor en Coca CPF).

<sup>890</sup> Tr. Visita del Sitio (Día 2) (ENG), 155:19-20 (Tribunal, Connor en Coca CPF).

<sup>891</sup> GSI IP1, Ap. L, Figura L.2.3.

454. La segunda dificultad se relaciona con el hecho de que Petroamazonas construyó un oleoducto en el Área 2T luego de que IEMS recolectara sus muestras en el año 2012.<sup>892</sup> Debido a que el derecho de servidumbre construido por Petroamazonas atraviesa en parte el Área 2T, el Tribunal descartó de su análisis numerosas locaciones de muestra, cuya remediación fue sustituida con la construcción del oleoducto.<sup>893</sup>
455. Con dicho fundamento, y en aplicación de las directrices establecidas anteriormente (sección 4.4.3.c y en particular el párrafo 414), el Tribunal calculó las siguientes áreas impactadas: 480 m<sup>2</sup> en el Área 2T,<sup>894</sup> 200 m<sup>2</sup> por la excedencia de cadmio al suroeste del área de la piscina y 200 m<sup>2</sup> por la excedencia de cadmio al sur del separador de API, hasta alcanzar una superficie total afectada de 880 m<sup>2</sup>. El volumen total de suelo es 1.480 m<sup>3</sup>: 480 m<sup>3</sup> en el Área 2T, 400 m<sup>3</sup> por la excedencia de cadmio excedencia al suroeste del área de la piscina y 600 m<sup>3</sup> por la excedencia de cadmio al norte del separador de API.
456. Al aplicar el enfoque del Tribunal descrito *supra* (sección 4.5.2) y al adicionar un factor de contingencia del 30% (véase el párrafo 428 *supra*), el costo de remediación para el Área 2T es de USD 187.200, de los cuales Burlington debe sufragar **USD 93.600**. Al sumar un factor de contingencia del 20% a las excedencias de cadmio, el costo de remediación relativo a dichas locaciones asciende a **USD 360.000**. Por consiguiente, Burlington es responsable por el pago de **USD 453.600** por concepto de remediación de suelo en Coca CPF.

---

<sup>892</sup> Véase, por ejemplo: C-ESPV, ¶ 14.

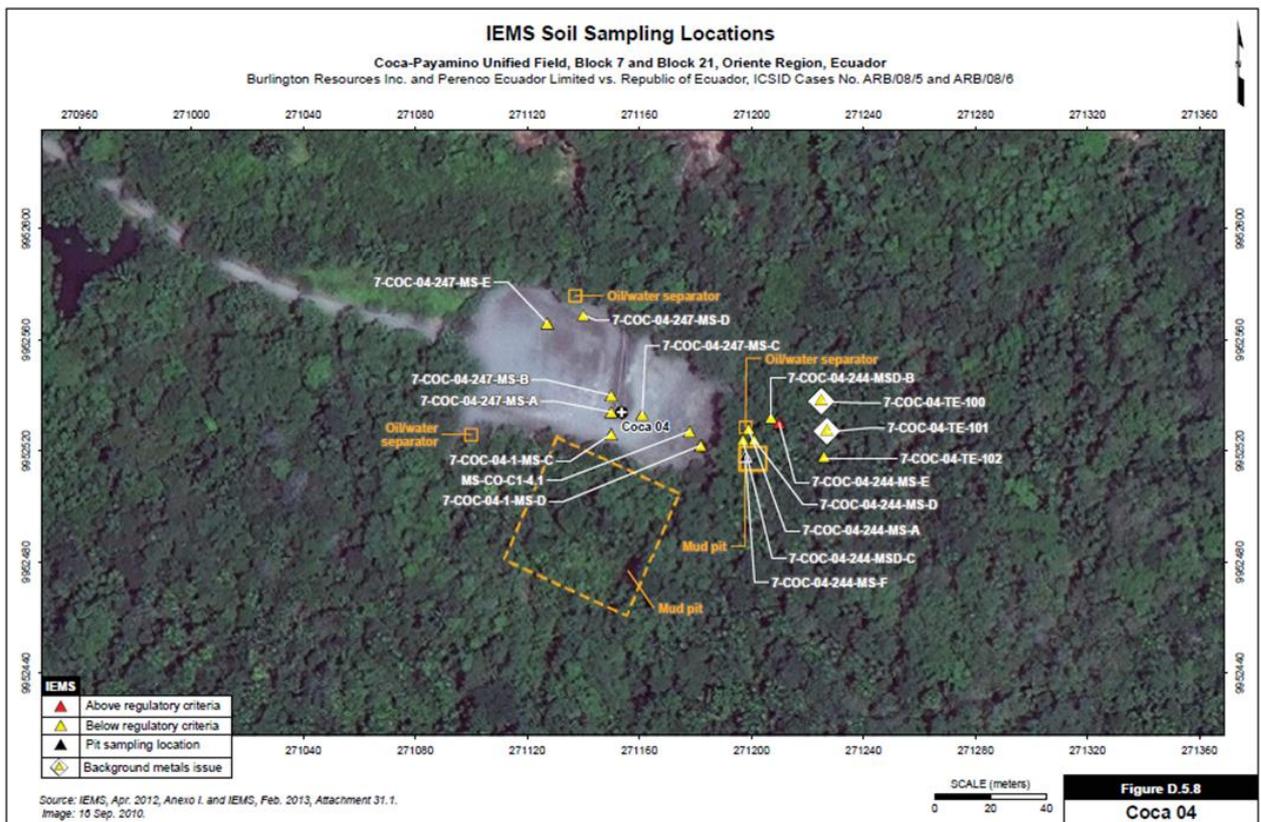
<sup>893</sup> El Tribunal descarta las siguientes muestras: 07-CPFCO-SEM18-R, 07-CPFCO-SEM21-R y 07-CPFCO-SEM22-R. Debido a que el Tribunal no cuenta con la ubicación exacta de los derechos de vía, y ya que ante la duda, la carga recae sobre Burlington, el Tribunal mantiene en su análisis las siguientes muestras: 07-CPFCO-SEM13-R y MS-COC-C2-CPF.2-0,5. El Tribunal destaca que hubiera adoptado el mismo enfoque en el caso de que considerara que las muestras de IEMS se ubicaban al sur de la alcantarilla, debido a que el derecho de vía también atraviesa dicha área.

<sup>894</sup> El Tribunal calculó las áreas afectadas de la siguiente manera: 150 m<sup>2</sup> alrededor de la muestra MS-COC-C2-CPF.2-0,5 debido al alto nivel de TPH; 100 m<sup>2</sup> alrededor de la muestra 07-CPFCO-SEM09-R(0,0-0,3)m debido al alto nivel de TPH y a las características del sitio del pantano; 80 m<sup>2</sup> alrededor de la muestra 07-CPFCO-SEM13-R(0,0-0,3)m debido al nivel relativamente bajo de TPH; y 150 m<sup>2</sup> alrededor de las muestras 07-CPFCO-SEM2-R(0,0-0,5)m, 07-CPFCO-SEM4-R(0,5-1,0)m, 07-CPFCO-SEM4-R(0,0-0,3)m, 07-CPFCO-SEM5-R debido al alto nivel de TPH de la muestra SEM5.

**c. Coca 4**

457. Ecuador alega que el área impactada en Coca 4 se extiende 2.732 m<sup>2</sup> y reclama la remediación de 3.551,60 m<sup>3</sup> de suelo, por un costo total de USD 3.617.276.<sup>895</sup> Si bien Burlington controvierte que el Consorcio causara excedencias en Coca 4, acepta que existe contaminación en el Área 1M, la cual tiene una extensión de 20 m<sup>2</sup>, lo que asciende a un costo de remediación total de USD 72.000. Sin embargo, argumenta que ello fue causado por actividades de perforación anteriores al Consorcio.<sup>896</sup>

458. Las siguientes figuras ilustran las locaciones de muestreo de IEMS<sup>897</sup> y de GSI:<sup>898</sup>

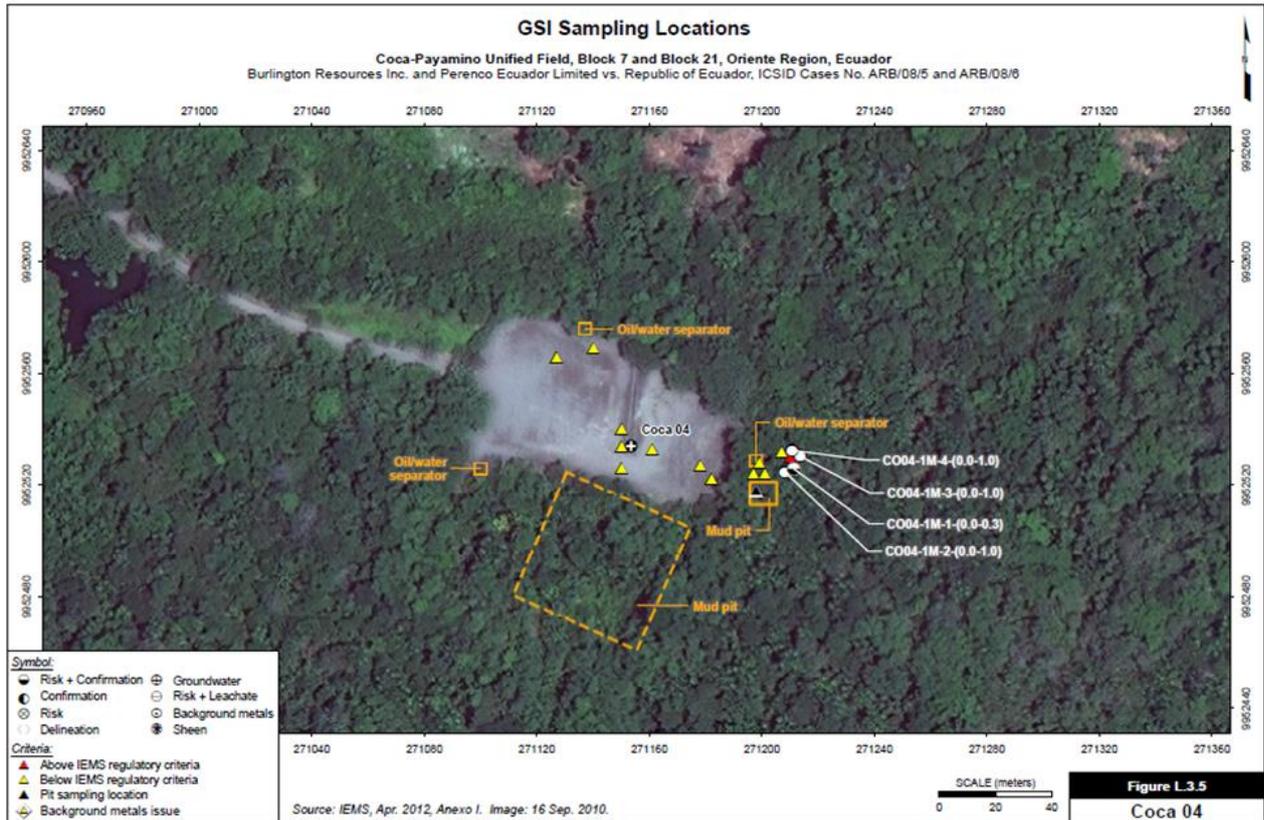


<sup>895</sup> Adjunto Revisado 35 del IEMS IP4 (Excel), fila 3 (**Anexo E-500**). Compárese con: IEMS IP3, Anexo C, Coca 4, pág. 16; IEMS IP4, Adj. 38, Coca 4, pág. 17.

<sup>896</sup> GSI IP1, Ap. L, L.03, págs. 4-5, Figura L.3.8, y Adj. L.3.E, Tabla L.3.E.1, Figuras L.3.E.A.1 y L.3.E.B.1. Véase, asimismo: R-EPA, ¶ 383(c).

<sup>897</sup> GSI IP2, Ap. D, Figura D.5.8.

<sup>898</sup> GSI IP1, Ap. L, Figura L.3.5.

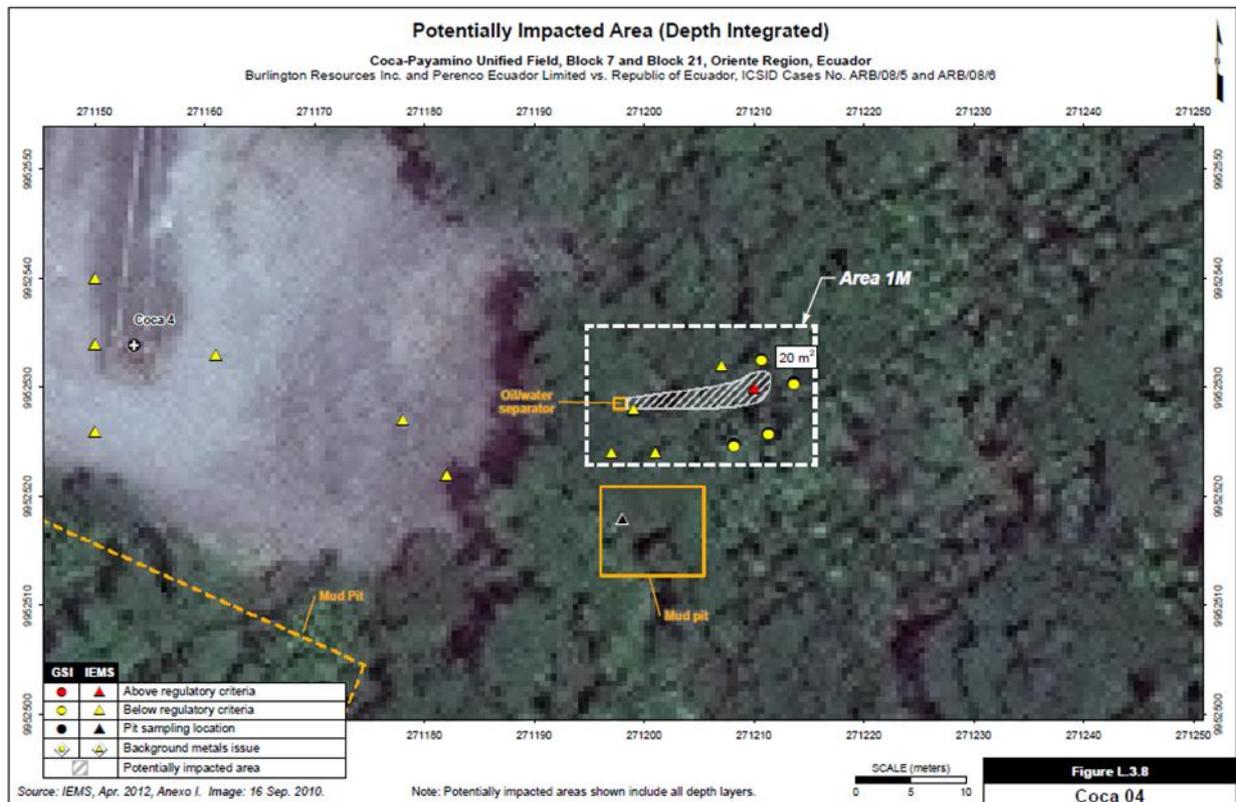


459. Por vía de referencia al enfoque expuesto *supra* (sección 4.3.c) y aplicando el uso de un ecosistema sensible al Área 1M,<sup>899</sup> el Tribunal identificó excedencias de bario, cadmio y níquel en el Área 1M.<sup>900</sup>

<sup>899</sup> Si bien IEMS reconoció que las tierras adyacentes a la plataforma se utilizan para actividades agrícolas, GSI admitió que bosques secundarios limitan con la parte oriental de la plataforma, donde se ubica el Área 1M. En cualquier caso, el Tribunal observa que las imágenes satelitales del año 2010 sugieren que bosques secundarios rodeaban la plataforma y que, por ende, los cambios en el uso del suelo han ocurrido posteriormente. Véanse: C-EPA, ¶ 130; GSI IP1, Ap. L, L.03, pág. 6; IEMS IP4, Adj. 38, Coca 4, pág. 1. Véase, además: GSI IP1, Ap. L, Figura L.3.3 y Adj. L.3.A.6.

<sup>900</sup> Muestras 7-COC-04-244-MS-E-0,5, 7-COC-04-244-MS-D-0,5, 7-COC-04-244-MSD-C-0,5, 7-COC-04-TE-100 (0.5-0.7), 7-COC-04-TE-101 (0.5-0.7) y 7-COC-04-TE-102 (0.5-0.7). Véase: GSI IP2, Ap. D, Tabla D.3, págs. 2-3.

460. El área eventualmente impactada calculada por GSI que el Tribunal empleará como fundamento de su delimitación (véase sección 4.4.3.c y en particular el párrafo 411 *supra*) se ilustra *infra*:<sup>901</sup>



461. Coca 4 fue perforado por CEPE durante el período 1989-1990,<sup>902</sup> y Burlington vincula las excedencias a las actividades de perforación de fecha anterior al Consorcio.<sup>903</sup> No hay registros específicos de derrames históricos.<sup>904</sup> El testigo de Ecuador, el Sr. Solís, declaró que Perenco no denunció un derrame en el oleoducto de producción el 10 de septiembre de 2006 que afectó aproximadamente 4 m<sup>3</sup>.<sup>905</sup> En consecuencia, el Tribunal considera que Burlington no refutó la presunción de que el Consorcio causó las excedencias, las cuales parecen estar vinculadas a un desbordamiento del separador de agua/aceite y no a descargas de lodos de

<sup>901</sup> GSI IP1, Ap. L, Figura L.3.8.

<sup>902</sup> GSI IP1, Ap. B.5; GSI IP2, Ap. B.5; Alegato de Apertura de Ecuador, Anexo Demostrativo 2 – Cronograma de piscinas de lodo en los Bloques 7 y 21 hasta el año 2009, línea 4 (**Anexo E-563**).

<sup>903</sup> Dúplica, ¶ 267.

<sup>904</sup> GSI IP1, Ap. B.3.

<sup>905</sup> Solís DT2, ¶ 76, punto 6 y Anexo 44 (Reporte interno de derrames de fecha 10 de septiembre de 2006).

perforación, en particular, dado que hay ocho piscinas taponadas en dicho sitio y todas las excedencias se encuentran relativamente a poca profundidad (<0,7m). Por consiguiente, Burlington es responsable de remediar todas las excedencias en Coca 4.

462. Sobre esa base, y en aplicación del enfoque analizado *supra* (véanse secciones 4.4.3.c y 4.5.2), el Tribunal incrementó la delineación de GSI alrededor de la muestra 7-COC-04-244-MS-E-0,5 de 20 m<sup>2</sup> a 100 m<sup>2</sup>.<sup>906</sup> Luego, cabe agregar 80 m<sup>2</sup> para las excedencias de cadmio entre el separador de aceite/agua y la piscina de lodos, y 400 m<sup>2</sup> alrededor de las excedencias de níquel,<sup>907</sup> lo que representa un área impactada total de 580 m<sup>2</sup> y un volumen total de suelo de 580 m<sup>3</sup>. Agregando una contingencia del 30 % (véase párrafo 428 *supra*), el costo de remediación total por el cual Burlington es responsable asciende a **USD 226.200** respecto de Coca 4.

**d. Coca 6**

463. Ecuador alega que el área impactada en Coca 6 se extiende sobre 8.053 m<sup>2</sup> y que deben remediarse 10.468 m<sup>3</sup> de suelo por un costo total de USD 9.997.490.<sup>908</sup> Si bien Burlington argumenta que las excedencias en Coca 6 fueron causadas por un derrame ocurrido en el año 1999,<sup>909</sup> acepta que existe contaminación en el Área 1MT, la cual tiene una extensión de 780 m<sup>2</sup>, y que acarrea un costo de remediación total de USD 242.000.<sup>910</sup>

---

<sup>906</sup> Véanse, marcas de aceptación de interpolación de GSI: GSI IP1, Ap. L, Figura L.3.E.A.1.

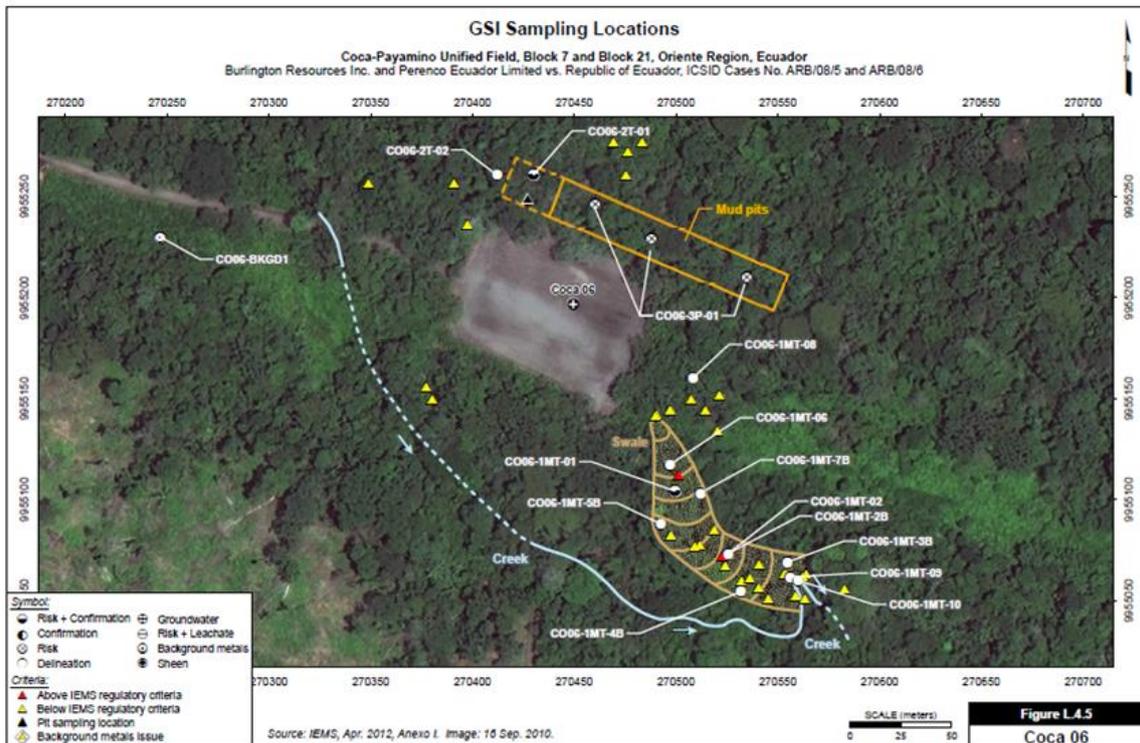
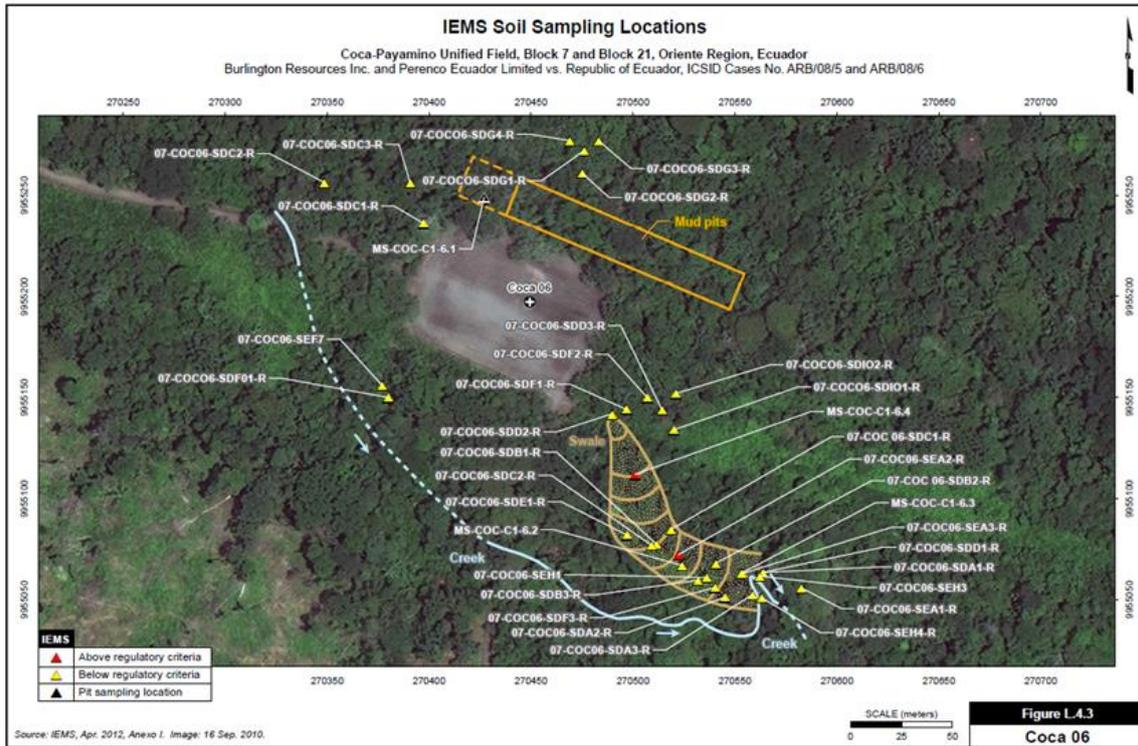
<sup>907</sup> Para la ubicación de las excedencias de níquel, véase: GSI IP2, Ap. D, Figuras D.1.11 y D.5.8.

<sup>908</sup> Adjunto Revisado 35 del IEMS IP4 (Excel), fila 4 (**Anexo E-500**). Compárese con: IEMS IP3, Anexo C, Coca 6 corregido, pág. 27.

<sup>909</sup> GSI IP2, Tabla 4.

<sup>910</sup> GSI IP1, Ap. L, L.04, pág. 5, Figura L.4.8, y Adj. L.4.E, Figuras L.4.E.B.1 y L.4.E.B.2.

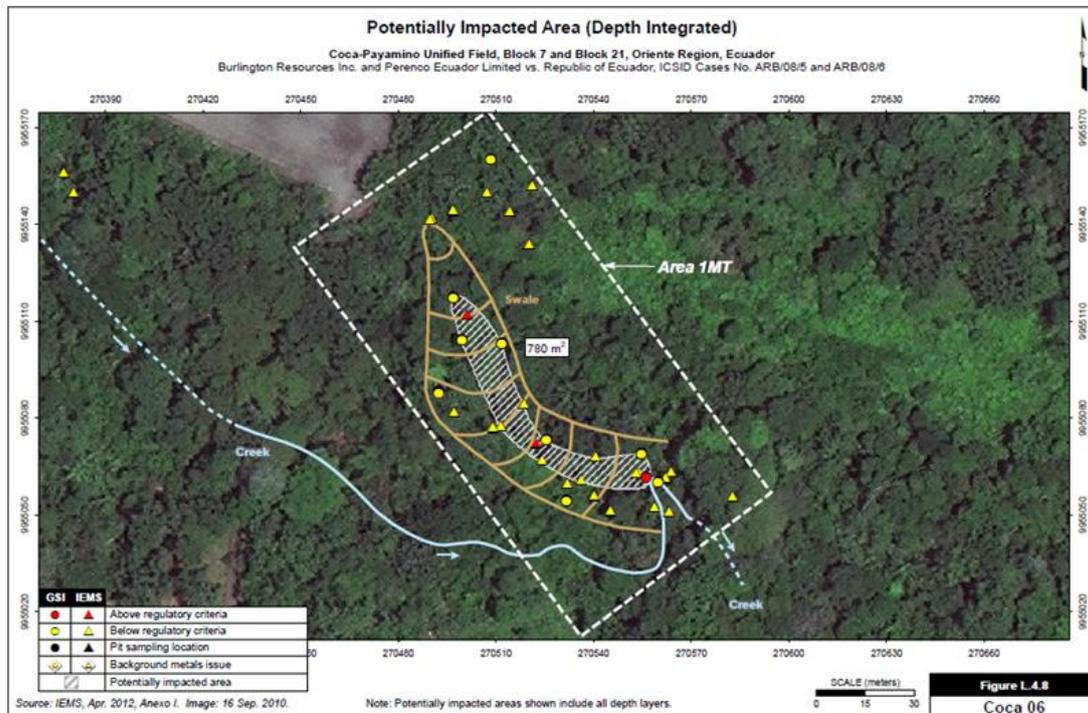
464. Las siguientes figuras ilustran las locaciones de muestreo de IEMS<sup>911</sup> y de GSI:<sup>912</sup>



<sup>911</sup> GSI IP1, Ap. L, Figura L.4.3.

<sup>912</sup> *Id.*, Figura L.4.5.

465. La siguiente imagen ilustra la delimitación del área potencialmente impactada, a partir de la cual el Tribunal comenzará, tal como fue explicado anteriormente (véase sección 4.4.3.c y en particular el párrafo 411).<sup>913</sup>



466. En función del enfoque explicado *supra* (véase sección 4.3.2.c) y, por ende, aceptando el uso de un ecosistema sensible respecto de Coca 6,<sup>914</sup> el Tribunal identificó excedencias de TPH, bario y cadmio en el Área 1MT.<sup>915</sup>

467. Coca 6 fue perforado por CEPE en el año 1989, pero el pozo fue cerrado por el Consorcio.<sup>916</sup> Burlington vincula todas las excedencias a un derrame que ocurrió en

<sup>913</sup> GSI IP1, Ap. L, Figura L.4.8.

<sup>914</sup> GSI admite que bosques secundarios rodean la plataforma en Coca 6. Véase: GSI IP1, Ap. L, L.04, pág. 6, Figura L.4.2, y Adjs. L.04.A y L.04.B.

<sup>915</sup> Muestras 07-COC06-SEA2-R (0,0-0,3) m, 07-COC06-SEA3-R (0,0-0,3) m, 07-COC06-SEH2-(0,0-0,3) m, CO06-1MT-09-0.0-0.46, MS-COC-C1.6.2-0,3, MS-COC-C1.6.4-0,7 y 07-COC06-SDE1-R (2,5-2,7) m. GSI IP1, Ap. L, Tablas L.4.1, L.4.3, L.4.4, L.4.5; GSI IP2, Ap. D, Tabla D.3, págs. 3-5. La ubicación exacta de la muestra 07-COC06-SEH2-(0,0-0,3) m no es clara, en tanto no hay coordenadas (ni este ni norte) y la muestra tampoco se halla ubicada en los mapas de GSI. Véase: GSI IP1, Ap. L, Figura L.4.3. Sin embargo, puesto que todas las muestras con referencia "SEH" (por ejemplo, SEH1, SEH3, SEH4) se encuentran ubicadas en el pantano del Área 1MT, el Tribunal trabajó sobre el supuesto de que la muestra SEH2 también se encuentra ubicada allí.

<sup>916</sup> GSI IP1, Ap. B.5; GSI IP2, Ap. B.5; Alegato de Apertura de Ecuador, Anexo Demostrativo 2 – Cronograma de piscinas de lodo en los Bloques 7 y 21 hasta el año 2009, línea 5 (**Anexo E-563**).

el año 1999.<sup>917</sup> No obstante, Ecuador demostró que el Consorcio llevó a cabo un reacondicionamiento de pozos en dicho sitio que comprendía la perforación y el uso de químicos, lo que también podría ser la causa de las excedencias de metales pesados.<sup>918</sup> El Tribunal también advierte que hubo un derrame en el año 2006 y otro de 10 barriles en el año 2007.<sup>919</sup> Asimismo, GSI afirmó que ya se había implementado un programa de remediación cuando el Consorcio se hizo cargo de las operaciones, pero que nunca se completó debido al fracaso de las negociaciones con las comunidades locales a efectos de obtener acceso al área del arroyo.<sup>920</sup> A la luz del hecho de que el Consorcio asumió el programa de remediación correspondiente al derrame del año 1999, pero de que no llevó adelante la remediación, al igual que el reacondicionamiento del año 2002 y los derrames de los años 2006 y 2007, el Tribunal sostiene que el Consorcio es plenamente responsable de la condición ambiental existente en el Área 1MT.

468. Por aplicación de las directrices establecidas anteriormente (secciones 4.4.3.c y 4.5.2), el Tribunal arriba a la siguiente conclusión: Puesto que la delineación de GSI no incluye todos los puntos de excedencia en el Área 1MT,<sup>921</sup> y a la luz de los elevados valores de TPH llegando al arroyo al sureste del pantano, el Tribunal determinó que el área impactada tiene una extensión de 1.100 m<sup>2</sup> y el volumen total de suelo que ha de remediarse representa 1.100 m<sup>3</sup>. Teniendo en cuenta una contingencia del 30 % (véase el párrafo 428 *supra*), el costo de remediación asciende a **USD 429.000** respecto de Coca 6.

---

<sup>917</sup> Según el Sr. Saltos, el derrame del año 1999 fluyó al sureste desde la plataforma y él no tiene conocimiento de si Petroproducción remedió algún derrame en Coca 6. Saltos DT1, ¶ 282.

<sup>918</sup> R-EPA, ¶ 719 y nota 876; Reacondicionamientos de Pozos en los Bloques 7 y 21 de años 1992 a 2012, Coca 6, Reacondicionamiento # 6, noviembre de 2002, págs. 3-4 (**Anexo E-573**).

<sup>919</sup> Según Burlington, el “*pequeño derrame*” del año 2007 fue remediado y, por lo tanto, no puede ser la causa de las excedencias en Coca 6 “*hoy*”. Duplica, ¶ 266; Saltos DT1, Anexo A.

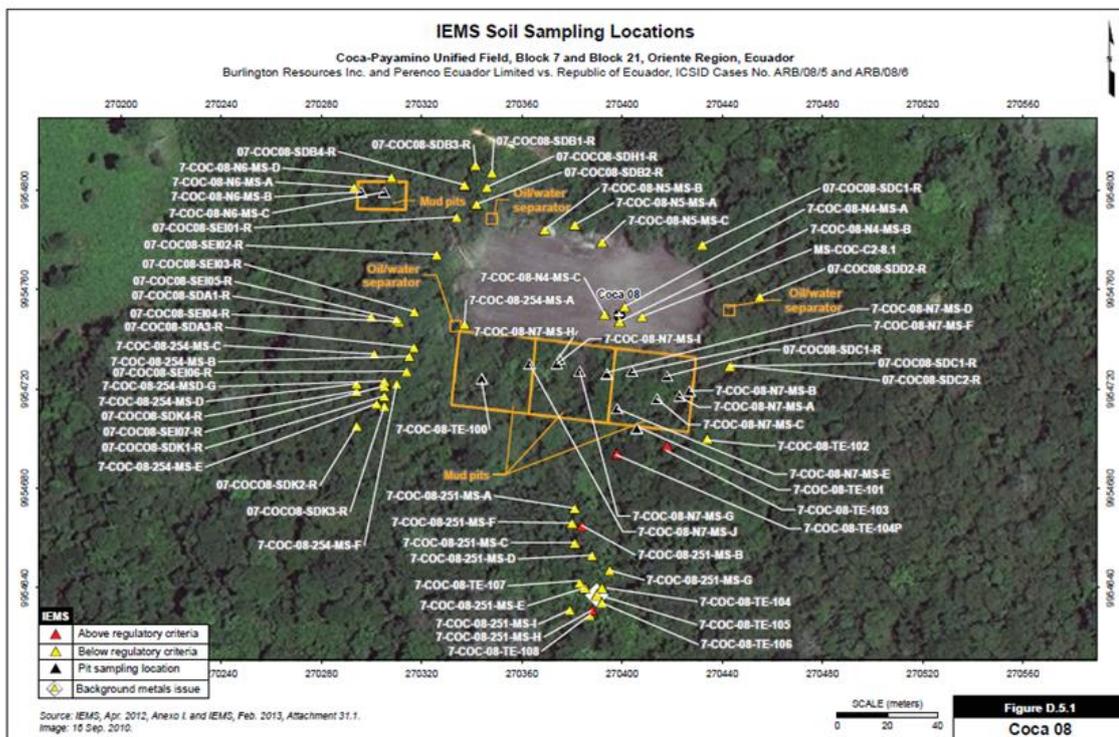
<sup>920</sup> GSI IP1, Ap. L.04, pág. 3. El Tribunal también resalta que el Sr. Noteño, Presidente de la comunidad de Corazón del Oriente, presentó una queja en el año 2006, que, sin embargo, parece relacionarse con las piscinas al norte de la plataforma, y no con las excedencias en el Área 1MT. Véanse: Réplica, ¶ 440; IEMS IP3, Anexo C, Coca 6, pág. 4; Carta de fecha 22 de marzo de 2007 del Presidente de la Comunidad Corazón del Oriente a Salvadore Quishpe (**Anexo E-285**). Véanse, asimismo: Duplica, ¶ 266; Saltos DT, ¶ 287.

<sup>921</sup> Véase: GSI IP1, Ap. L, Figura L.4.8.

e. **Coca 8**

469. Ecuador alega que un área de 12.457 m<sup>2</sup> se ve afectada en Coca 8 y que deben remediarse 36.571,60 m<sup>3</sup> de suelo, por un costo total de USD 34.628.076.<sup>922</sup> Burlington argumenta que la contaminación encontrada en Coca 8 es atribuible a las actividades de perforación de operadores anteriores,<sup>923</sup> que, en todo caso, el área eventualmente afectada tiene sólo 2.280 m<sup>2</sup>,<sup>924</sup> y que se justifica la remediación de 3.470 m<sup>3</sup> de suelo, por un costo total de USD 449.000.<sup>925</sup>

470. Las siguientes imágenes ilustran las locaciones de muestreo de IEMS<sup>926</sup> y de GSI<sup>927</sup> en Coca 8:



922 Adjunto Revisado 35 del IEMS IP4 (Excel), fila 6 (**Anexo E-500**); Resultados del ejercicio de remodelado, Coca 8, Figura 02-B (**Anexo E-499**). Compárese con: IEMS IP3, Anexo C, Coca 8, pág. 39.

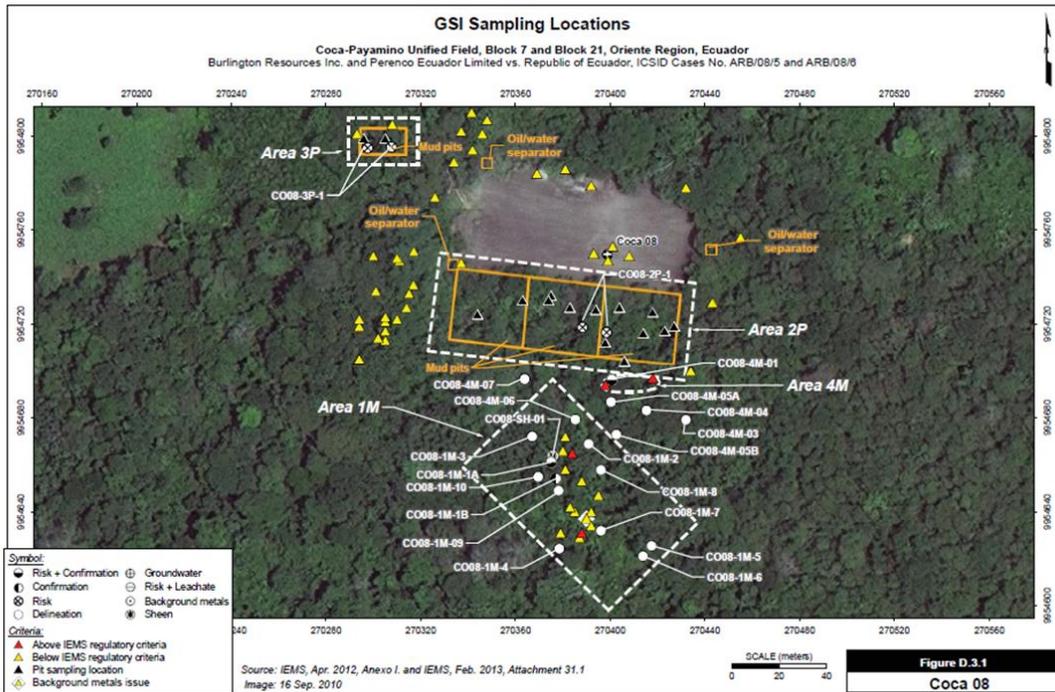
923 Tr. Visita del Sitio (Día 2) (ENG), 94:10-16 (Presentación de la Sra. Renfroe en Coca 8); C-ESPV, ¶ 24.

924 GSI IP2, Tabla 4. Véase, asimismo: GSI IP2, Ap. D.4, Figura D.4.1, y Ap. H, Figura H.9.

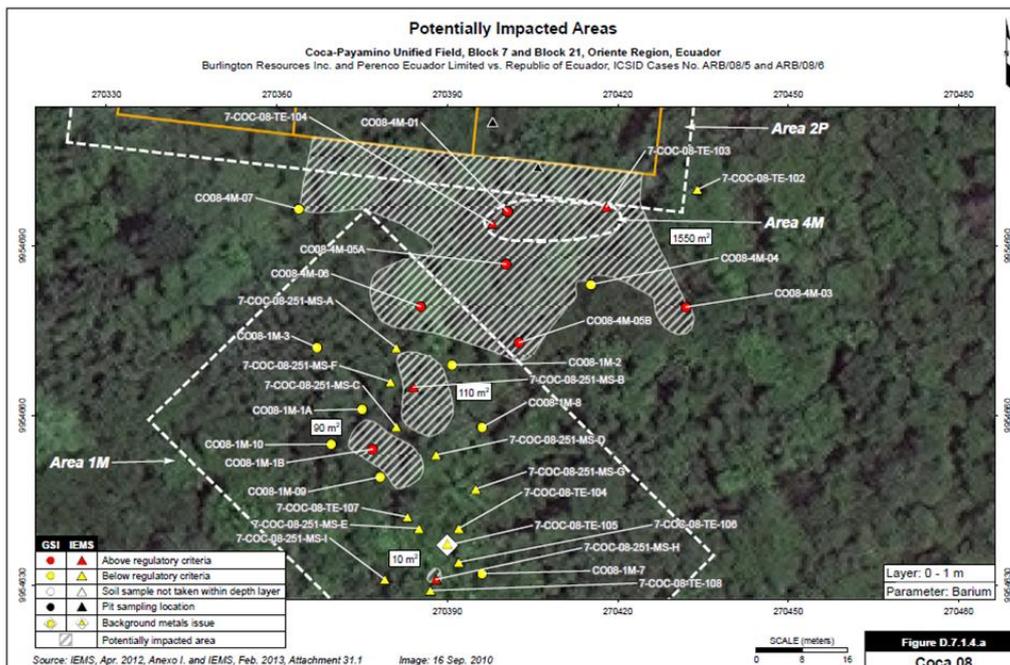
925 Según GSI, el área impactada en el Área 4M es de 2.070 m<sup>2</sup> y el volumen de suelo que ha de remediarse es de 3.260 m<sup>3</sup>. En el Área 1M, el área impactada es de 210 m<sup>2</sup> y el volumen de suelo es de 210 m<sup>3</sup>. Véase: GSI IP2, Tablas 3 y 4. En su primer informe, GSI estimó el área impactada en 280 m<sup>2</sup>, el volumen de suelo contaminado en 280 m<sup>3</sup> y el costo total de remediación en USD 167.000. Véase: GSI IP1, Ap. L.6.1, pág. 5, Adj. L.6.E, Tabla L.6.E.1, Figuras L.6.E.A.1 y L.6.E.B.1.

926 GSI IP2, Ap. D, Figura D.5.1.

927 *Id.*, Figura D.3.1.

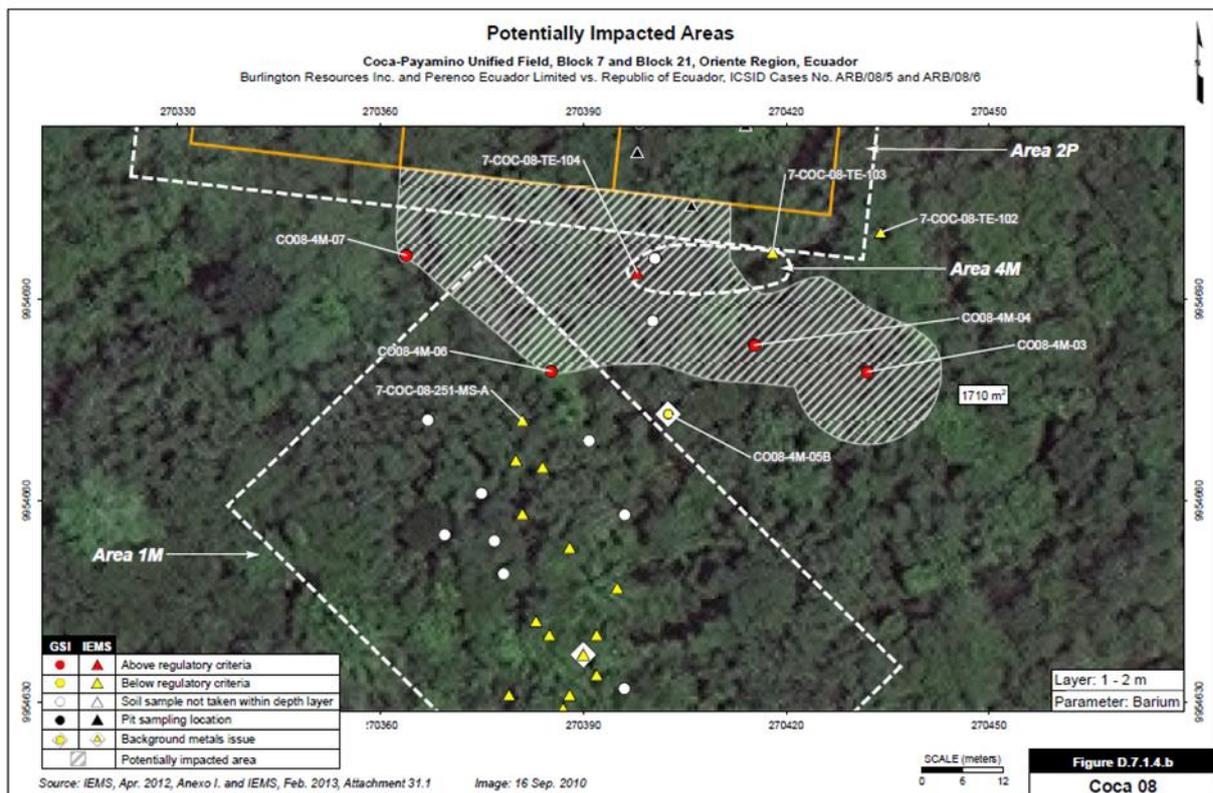


471. La delimitación por parte de GSI de áreas impactadas y profundidad en las Áreas 1M y 4M que servirá de base de la delimitación por parte del Tribunal (véase sección 4.4.3.c *supra* y en particular el párrafo 411) se ilustra *infra*, primero, para la capa de 0-1 metros<sup>928</sup> y, luego, para la capa de 1-2 metros.<sup>929</sup>



<sup>928</sup> *Id.*, Figura D.7.1.4.a.

<sup>929</sup> *Id.*, Figura D.7.1.4.b. Para un área potencialmente afectada integrada en profundidad calculada por GSI, véase: *Id.*, Figura D.4.1.



472. Existen diversos usos del suelo en torno a Coca 8. Con referencia al enfoque del Tribunal explicado *supra* (sección 4.3.2.c), la plataforma se encuentra dentro de los criterios de uso del suelo industrial. El área al noroeste de la plataforma, a lo largo de la vía de acceso, se utiliza con fines agrícolas. Todas las demás áreas que rodean la plataforma se clasifican correctamente como ecosistema sensible.<sup>930</sup> En aplicación de estos criterios, no hay excedencias ni en la plataforma ni al norte de la plataforma.<sup>931</sup>
473. Ahora bien, aplicando los criterios de ecosistema sensible a las demás áreas, el Tribunal identificó numerosas excedencias de bario, cadmio y níquel en el área que

<sup>930</sup> GSI admite que los bosques secundarios son inmediatamente adyacentes a la plataforma, con suelos de uso agrícola 50 metros al norte, 100 metros al noroeste y 120 metros al sur. GSI IP1, Ap. L.6.1, pág. 6. El Tribunal no le dio mucho importancia a la declaración realizada en el año 2007 por el propietario del inmueble, Sr. Noteño, según la cual las tierras alrededor de la plataforma estaban destinadas al uso agrícola, a la luz de la explicación del Sr. Saltos en virtud de la cual las áreas inmediatamente circundantes a la plataforma no pueden ser utilizadas por propietarios privados mientras las operaciones de campos petrolíferos se encuentran en curso: “Adicionalmente, esta área de aquí no la utilizan, porque fue previamente indemnizada por la empresa privada para la operación de la plataforma. Y mientras la operación de la plataforma esté vigente, ellos no pueden utilizarla”. Tr. Visita del Sitio (Día 2) (Original), 195:1-6 (Tribunal, Saltos en Coca 8). Véase, asimismo: Carta de fecha 22 de marzo de 2007 del Presidente de la Comunidad Corazón del Oriente a Salvadore Quishpe (**Anexo E-285**).

<sup>931</sup> La muestra 7-COC-08-N5-MS-A presenta TPH y bario, pero por debajo del límite aplicable al uso del suelo agrícola. Véanse: GSI IP1, Ap. L, Figura L.6.3; GSI IP2, Ap. D, Tabla D.3, pág. 9.

visitó el Tribunal al sur de las tres piscinas de lodo que bordean el extremo sur de la plataforma, lo que incluye las áreas designadas por GSI como Área 4M (inmediatamente adyacentes a las piscinas de lodo) y Área 1M (cuesta abajo).<sup>932</sup> El nivel de bario más elevado alcanza 23.368,3 mg/kg en la locación de muestra 7-COC-08-TE-104P.<sup>933</sup> Asimismo, hay diversas excedencias de bario, cadmio y níquel al oeste de la plataforma y del área de piscinas.<sup>934</sup>

474. El pozo Coca 8 fue perforado por CEPE en el año 1991, y el Consorcio operó la plataforma desde el año 2002 hasta la toma de control en el año 2009.<sup>935</sup> Hay pruebas de un derrame de 150 barriles de crudo el 4 de marzo de 2000 bajo la operatoria de Kerr McGee debido a fallas de equipamiento, el cual afectó una superficie de 600 m<sup>2</sup>, aunque se recuperaron 145 barriles.<sup>936</sup> Por otro lado, no hay evidencia de derrames durante el período del Consorcio ni de reacondicionamientos llevados a cabo por el Consorcio.<sup>937</sup> En consecuencia, el Tribunal entiende que debe considerarse que las excedencias se deben a las actividades de operadores anteriores.
475. Tal como lo demostrará el análisis relacionado (véase el párrafo 820), hay pruebas de que las piscinas de lodo han estado filtrando en el entorno circundante, en

<sup>932</sup> Las muestras de IEMS con excedencias son las siguientes: 7-COC-08-TE-102(0.5-0.7), 7-COC-08-TE-102(1.5-1.7), 7-COC-08-TE-102(2.0-2.2), 7-COC-08-TE-103(0.5-0.7), 7-COC-08-TE-103(1.4-1.6), 7-COC-08-TE-104-(0.5-0.7), 7-COC-08-TE-104(0.5-0.7)P, 7-COC-08-TE-104(1.2-1.4)P, 7-COC-08-TE-104-(1.50-1.70), 7-COC-08-TE-105-(0.5-0.70), 7-COC-08-TE-105-(1.50-1.70), 7-COC-08-TE-106-(0.5-0.70), 7-COC-08-TE-106-(1.50-1.70), 7-COC-08-TE-108-(0.5-0.70), 7-COC-08-251-MS-A-0,5, 7-COC-08-251-MS-B-0,2, 7-COC-08-251-MS-B29, 7-COC-08-251-MS-F-0,5, 7-COC-08-251-MS-H-0,5, 7-COC-08-251-MS-H-1,5, 7-COC-08-251-MS-I-0,5, 7-COC-08-251-MS-I-1,5. Las muestras de GSI con excedencias son las siguientes: CO08-1M-1B-(0.0-0.2), CO08-4M-01-(0.0-0.3), CO08-4M-01-(0.0-0.3)-, CO08-4M-01-(0.5-0.7), CO08-4M-01-(0.5-0.7)-DUP, CO08-4M-03-(0.0-1.0), CO08-4M-03-(1.0-2.0), CO08-4M-04-(0.0-1.0), CO08-4M-04-(1.0-2.0), CO08-4M-05A-(0.0-1.0), CO08-4M-05A-(0.0-1.0)-DUP, CO08-4M-05B-(0.0-1.0), CO08-4M-05B-(1.0-2.0), CO08-4M-06-(0.0-1.0), CO08-4M-06-(1.0-2.0), CO08-4M-07-(0.0-1.0), CO08-4M-07-(1.0-2.0). IEMS IP4, Adj. 38, Coca 8, págs. 13-42; GSI IP2, Ap. D, Tabla D.3, págs. 6-10 y Tablas D.8-D-10.

<sup>933</sup> IEMS IP4, Adj. 38, Coca 8, pág. 27; GSI IP2, Ap. D, Tabla D.3, pág. 6.

<sup>934</sup> Muestras 07-COC08-SEI01-R(0,0-0,3)m, 07-COC08-SEI02-R(0,0-0,3)m, 07-COC08-SEI05-R(0,0-0,3)m, 7-COC-08-254-MS-A-1,5, 7-COC-08-254-MS-A24, 7-COC-08-254-MS-B-0,5, 7-COC-08-254-MS-C-0,5, 7-COC-08-254-MS-D-0,5, 7-COC-08-254-MS-F-0,5. GSI IP1, Ap. L, Figura L.6.3; GSI IP2, Ap. D, Tabla D.3, págs. 7-9.

<sup>935</sup> Alegato de Apertura de Ecuador, Anexo Demostrativo 2 – Cronograma de piscinas de lodo en los Bloques 7 y 21 hasta el año 2009, línea 6 (**Anexo E-563**); IEMS IP4, Adj. 38, Coca 8, pág. 5; GSI IP1, Aps. B.4 y B.5; GSI IP2, Ap. B.5.

<sup>936</sup> GSI IP1, Ap. B.3, línea 48, pág. 2.

<sup>937</sup> El expediente demuestra que el último reacondicionamiento (reacondicionamiento #5) se completó el día 7 de junio de 1998. Véase: Carpetas de Reacondicionamiento por Pozo para los Bloques 7 y 21, pág. 53 (**Anexo E-241**).

particular, en las Áreas 1M y 4M. El Consorcio fue informado de esta situación, como máximo, en el mes de marzo de 2007 cuando el Sr. Noteño, Presidente de la comunidad Corazón de Oriente, presentó una queja.<sup>938</sup> El expediente no demuestra que el Consorcio haya adoptado medidas para mitigar el daño e impedir que se expandiera.<sup>939</sup> Por ende, el Tribunal concluye que Burlington comparte responsabilidad por este daño y, por ende, debe contribuir en un 50 % al costo de remediación. Esto es aplicable al área ubicada al sur y al oeste de las piscinas. Por el contrario, las dos excedencias de bario al oeste de la plataforma no se relacionan con la condición de las piscinas en cuestión y, por lo tanto, no son atribuibles a Burlington.<sup>940</sup>

476. Puesto que GSI aplicaba criterios agrícolas, su delineación correspondiente a las Áreas 1M y 4M no comprende todos los puntos de excedencia.<sup>941</sup> Con referencia al enfoque establecido *supra* (secciones 4.4.3.c y 4.5.2), el Tribunal ha adoptado su propio enfoque y concluye que el área impactada al sur de las piscinas representa 3.270 m<sup>2</sup> y el volumen total de suelo contaminado representa 6.220 m<sup>3</sup>.<sup>942</sup> Teniendo en cuenta una contingencia del 30 % (véase el párrafo 428), el costo total para remediar las Áreas 1M y 4M asciende a **USD 2.425.800**.

---

<sup>938</sup> Carta de fecha 22 de marzo de 2007 del Presidente de la Comunidad Corazón del Oriente a Salvadore Quishpe (**Anexo E-285**). Véanse, asimismo: Réplica, ¶ 440; IEMS IP3, Anexo C, Coca 6, pág. 4; IEMS IP4, Adj. 38, Coca 8, págs. 8-9 (REC N.º 7-COC-08-404). Véanse, asimismo: Dúplica, ¶ 266; Saltos DT, ¶ 287.

<sup>939</sup> Cabe destacar que ni una sola muestra fue tomada en Coca 8 a efectos de la auditoría del año 2008 Auditoría Ambiental Bloque 7, pág. 40, Tabla 3-3 (**Anexo E-252**).

<sup>940</sup> Muestras 07-COC08-SEI01-R (0,0-0,3) m y 07-COC08-SEI02-R (0,0-0,3) m.

<sup>941</sup> GSI IP2, Ap. D, Figuras D.4.1 y D.5.1, y Anexo D.7.1.4, Tabla D.7.1.4, Figuras D.7.1.4.a a D.7.1.4.e. Por ejemplo, la muestra 7-COC-08-TE-102 estaba incluida en el Área 4M, y el Tribunal tuvo en cuenta que la mayoría de las locaciones de muestreo tienen excedencias que se extienden a una profundidad de 2 metros, incluida la excedencia de níquel en el punto de muestra CO08-4M-05B y la excedencia de cadmio en el punto de muestra 7-COC-08-TE-103. Además, el Tribunal extendió el área impactada en ocho metros al oeste del punto de muestra CO08-4M-07. En función de eso, el Tribunal extendió el área impactada a 2.600 m<sup>2</sup> y el volumen total de suelo a 5.200 m<sup>3</sup>. En el Área 1M, el Tribunal extendió la delineación de GSI alrededor de la muestra 7-COC-08-251-MS-B de 110 m<sup>2</sup> a un área impactada de 200 m<sup>2</sup> y un volumen total de suelo de 200 m<sup>3</sup>. También extendió ligeramente el área alrededor de la muestra CO08-1M-1B de 90 m<sup>2</sup> a 120 m<sup>2</sup>, correspondiente a 120 m<sup>3</sup> de suelo contaminado, en aras de considerar el hecho de que GSI realizó nuevamente pozos testigos sucios en el terreno en Coca 8. Véase: R-EPA, ¶¶ 363-365. Por último, el área impactada alrededor de la muestra 7-COC-08-251-MS-H se expandió considerablemente de 10 m<sup>2</sup> a 350 m<sup>2</sup> y un volumen de suelo de 700 m<sup>3</sup>, en aras de considerar las numerosas excedencias de cadmio adicionales (7-COC-08-251-MS-I, 7-COC-08-TE-104, 7-COC-08-TE-105, 7-COC-08-TE-106, 7-COC-08-TE-108).

<sup>942</sup> De conformidad con la información contenida en la nota al pie anterior, el Tribunal determinó un área impactada de 2.600 m<sup>2</sup> y un volumen total de suelo de 5.200 m<sup>3</sup> en el Área 4M, así como un área impactada de 670 m<sup>2</sup> y un volumen total de suelo de 1.020 m<sup>3</sup> en el Área 1M.

477. Los puntos de excedencia al oeste de las piscinas constituyen cinco áreas impactadas de 1.000 m<sup>2</sup> en total (200 m<sup>2</sup> cada una) y un volumen total de 1.000 m<sup>3</sup> de suelo que debe remediarse,<sup>943</sup> por un costo total de **USD 390.000** con una contingencia del 30 % (véase el párrafo 428).
478. La excedencia al lado del separador de aceite/agua afectó una superficie de 80 m<sup>2</sup> y requiere la remediación de 160 m<sup>3</sup>, por un costo de **USD 57.600** que incluye una contingencia del 20 % (véase el párrafo 428).<sup>944</sup>
479. En conclusión, el área impactada total en Coca 8 tiene 4.350 m<sup>2</sup>; el volumen total de suelo que ha de remediarse representa 7.380 m<sup>3</sup>; y el costo de remediación total de suelo regular en Coca 8 asciende a USD 2.873.400, 50 % del cual deberá ser asumido por Burlington, por un total de **USD 1.436.700**.

**f. Coca 9**

480. Ecuador alega que un área de 7.511 m<sup>2</sup> se ve afectada en Coca 9, lo que requiere la remediación de 16.789,50 m<sup>3</sup> de suelo, por un costo total de USD 16.772.147.<sup>945</sup> Por su parte, Burlington argumenta que no se requiere remediación alguna en este sitio, ya que no hay excedencias de ningún parámetro indicador y la excedencia de vanadio en el ángulo noroeste de la plataforma es un “*problema de los metales de fondo*”.<sup>946</sup>
481. La siguiente imagen ilustra las locaciones de muestreo de IEMS,<sup>947</sup> en tanto que se especifica que GSI no recogió muestras en este sitio:<sup>948</sup>

---

<sup>943</sup> Muestras 07-COC08-SEI05-R (0,0-0,3) m, 7-COC-08-254-MS-B-0,5, 7-COC-08-254-MS-C-0,5, 7-COC-08-254-MS-D-0,5, 7-COC-08-254-MS-F-0,5.

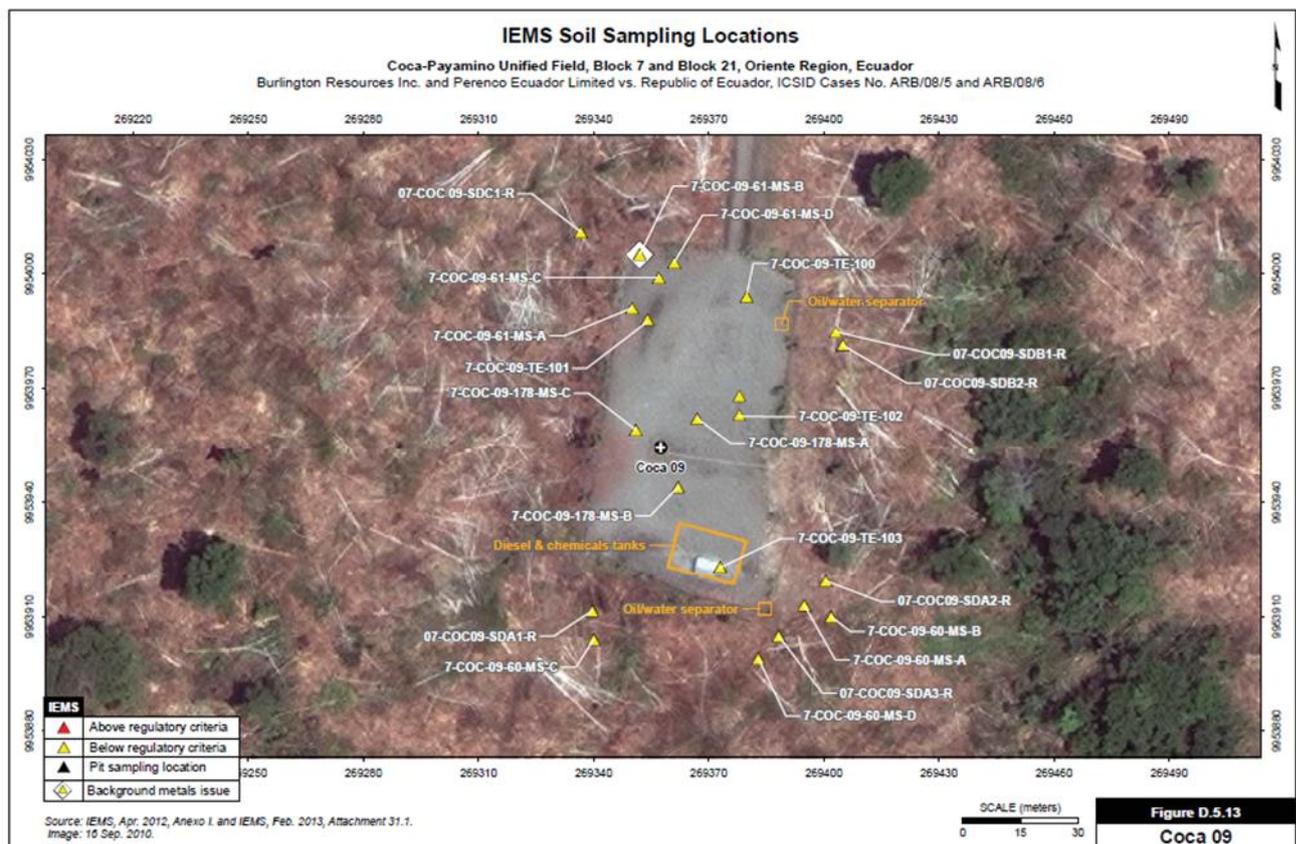
<sup>944</sup> Muestras 7-COC-08-254-MS-A y 7-COC-08-254-MS-A24.

<sup>945</sup> Adjunto Revisado 35 del IEMS IP4 (Excel), fila 7 (**Anexo E-500**); Resultados del ejercicio de remodelado, Coca 9, Figura 03-B (**Anexo E-499**). Compárese con: IEMS IP3, Anexo C, Coca 9, pág. 19; IEMS IP4, Adj. 38, Coca 9, pág. 18.

<sup>946</sup> GSI IP1, Ap. L, Figura L.7.4.

<sup>947</sup> GSI IP2, Ap. D, Figura D.5.13.

<sup>948</sup> GSI IP1, Ap. L.07; GSI IP2, Ap. D, Tabla D.4.



482. Coca 9 fue perforado por Oryx en los años 1992 y 1993,<sup>949</sup> y continúa en funcionamiento bajo el control de Petroamazonas. No hay registros de derrames históricos en dicho sitio.<sup>950</sup> En su evaluación preliminar, IEMS identificó decoloración del suelo en el ángulo noroeste de la plataforma y signos de contaminación en una zona pantanosa ubicada en el ángulo sureste de la plataforma.<sup>951</sup> La auditoría del año 2008 mencionó la falta de rotulado de tanques de combustible y productos químicos, la falta de señalización en materia de seguridad industrial o manejo de químicos, la falta de mantenimiento de la cuneta perimetral, el pozo petrolero sin marcas y la acumulación de materiales sueltos en la plataforma.<sup>952</sup> Si bien estos hechos no demuestran daño ambiental, sugieren una

<sup>949</sup> IEMS IP4, Adj. 38, Coca 9, pág. 1; GSI IP1, Aps. B.4 y B.5.

<sup>950</sup> IEMS IP4, Adj. 38, Coca 9, pág. 5; GSI IP1, Ap. B.3.

<sup>951</sup> Res N.º 7-COC-09-60 y 7-COC-09-61. IEMS IP4, Adj. 38, Coca 9, pág. 6.

<sup>952</sup> IEMS IP4, Adj. 38, Coca 9, pág. 5; Auditoría Ambiental Bloque 7, Noviembre de 2008, págs. 203-207, Coca 9 (**Anexo E-252**). La lista de verificación, en su parte pertinente, menciona lo siguiente: "Estado de drenajes, alcantarillas: falta limpieza; [...] señalización: no existe; [...] contrapozo: lleno de agua; [...] limpieza de equipos: caseta no evidencia mantenimiento; [...] derecho de vía: falta limpieza; [...] cunetas y drenajes: falta limpieza; [...] trampa de grasa: 2 falta limpieza; [...] conformación de suelo de plataforma: falta compactación en zonas puntuales; [...] valle perimetral: cerca alambreada incompleta falta mantenimiento; [...] limpieza de piso/basuras: presencia de material vegetal seco y basura; [...] señalización: no existe; [...]"

conducta deficiente, lo que refuerza la conclusión de que existe causalidad. A la luz de estos hechos y del argumento de Burlington descrito *supra*, no se puede sostener que Burlington haya refutado la presunción de que el Consorcio causó el daño que se encontró en dicho sitio.

483. Por aplicación de los criterios de uso industrial a la plataforma con arreglo a su enfoque general (véase sección 4.3.2.c), el Tribunal encuentra una excedencia con un nivel relativamente elevado de vanadio (385 mg/kg) en el ángulo noroeste de la plataforma. En función de su metodología explicada *supra* (secciones 4.4.3.c y 4.5.2), el Tribunal calculó un área impactada de 200 m<sup>2</sup> y un volumen de suelo a remediarse de 400 m<sup>3</sup>, por un costo total de **USD 144.000** que incluye una contingencia del 20 % (véase el párrafo 428).<sup>953</sup>
484. Teniendo en cuenta los criterios de uso del suelo de ecosistema sensible,<sup>954</sup> hay una excedencia de níquel al sureste de la plataforma, que representa un área impactada de 200 m<sup>2</sup>, un volumen de suelo contaminado de 200 m<sup>3</sup>, y un costo de remediación de **USD 78.000** que incluye una contingencia del 30 % (véase el párrafo 428).<sup>955</sup>
485. Por consiguiente, Burlington es responsable de pagar **USD 222.000** a fin de remediar los 600 m<sup>3</sup> de suelo contaminado que, según se concluyó, cubre un área impactada de 400 m<sup>2</sup> en Coca 9.

**g. Coca 10/16**

486. Ecuador reclama USD 252.891 a fin de remediar 175 m<sup>3</sup> de suelo que cubre un área de 135 m<sup>2</sup> en Coca 10/16.<sup>956</sup> Burlington objeta que no se requiere remediación alguna en este sitio, aunque reconoce que, si se aplican los criterios de uso del

---

área destinada a químicos: falta limpieza, señalización de tanques conforme a normativa vigente y EPP”.

<sup>953</sup> Muestra 7-COC-09-61-MS-B-1,5. IEMS IP3, Anexo C, Coca 9, pág. 12; IEMS IP4, Adj. 38, Coca 9, pág. 13; GSI IP2, Ap. D, Tabla D.3, pág. 11.

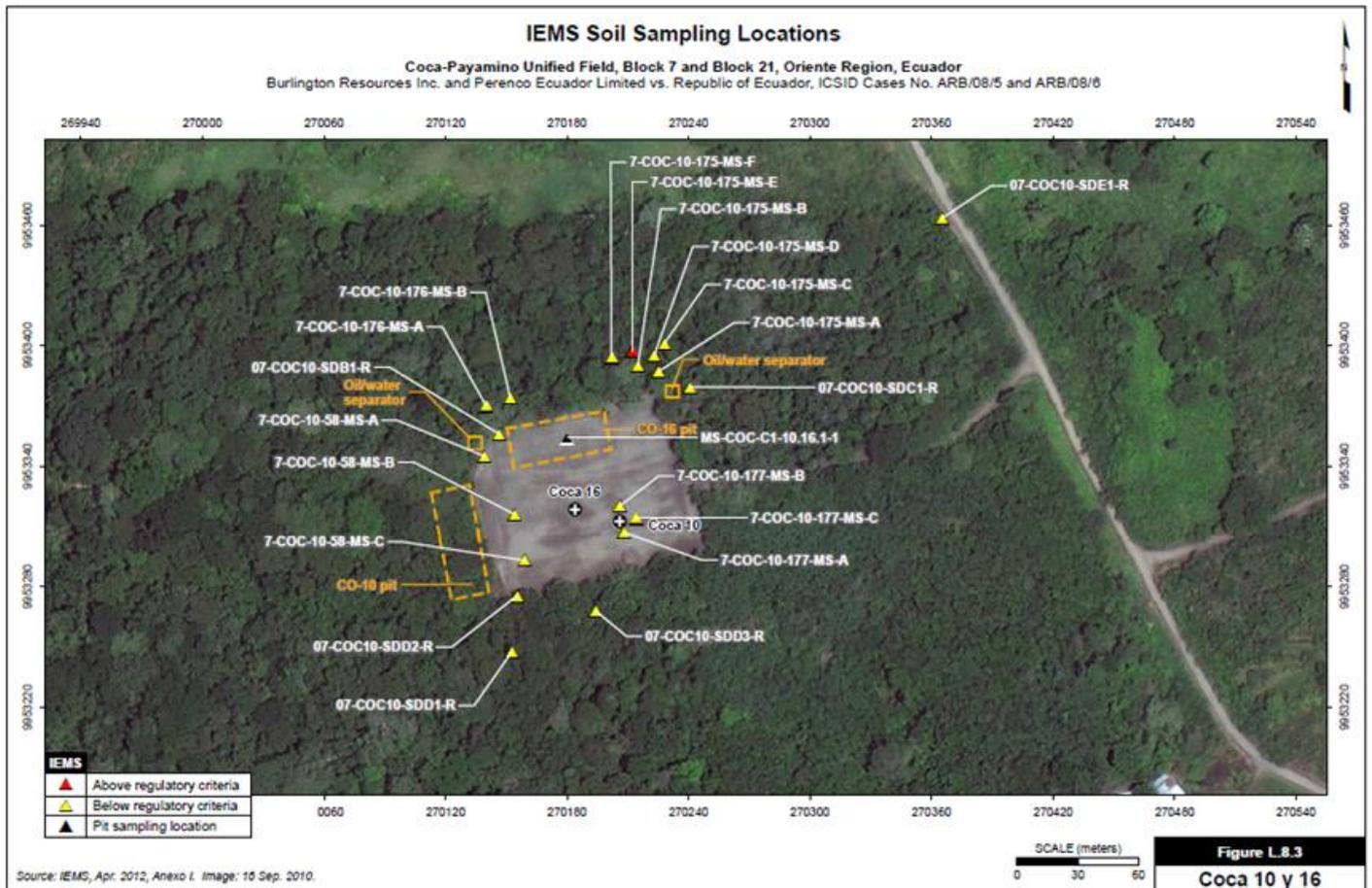
<sup>954</sup> GSI admite que la plataforma se halla rodeada por bosques secundarios. GSI también indicó que el área fue despejada por completo en el año 2010 por el propietario del inmueble, pero que se ha revegetado desde entonces. GSI IP1, Ap. L, Adj. L.07, Coca 9, pág. 3. Véanse, en particular, las imágenes en GSI IP1, Ap. L, Adj. L.07, Coca 9, pág. 1, Adj. L.07.B, y compárense con las que se tomaron en el año 2010 en Figuras L.7.2 a L.7.4. Véase, asimismo: GSI IP2, Ap. D, Figura D.5.13.

<sup>955</sup> Muestra 7-COC-09-60-MS-B-0,5. IEMS IP3, Anexo C, Coca 9, pág. 9; IEMS IP4, Adj. 38, Coca 9, pág. 9; GSI IP2, Ap. D, Tabla D.3, pág. 11.

<sup>956</sup> Adjunto Revisado 35 del IEMS IP4 (Excel), fila 8 (**Anexo E-500**). Compárese con: IEMS IP3, Anexo C, Coca 10/16, pág. 20.

suelo agrícola, existe una excedencia de TPH y bario en la locación de muestra 7-COC-10-175-MS-E-1,5.<sup>957</sup>

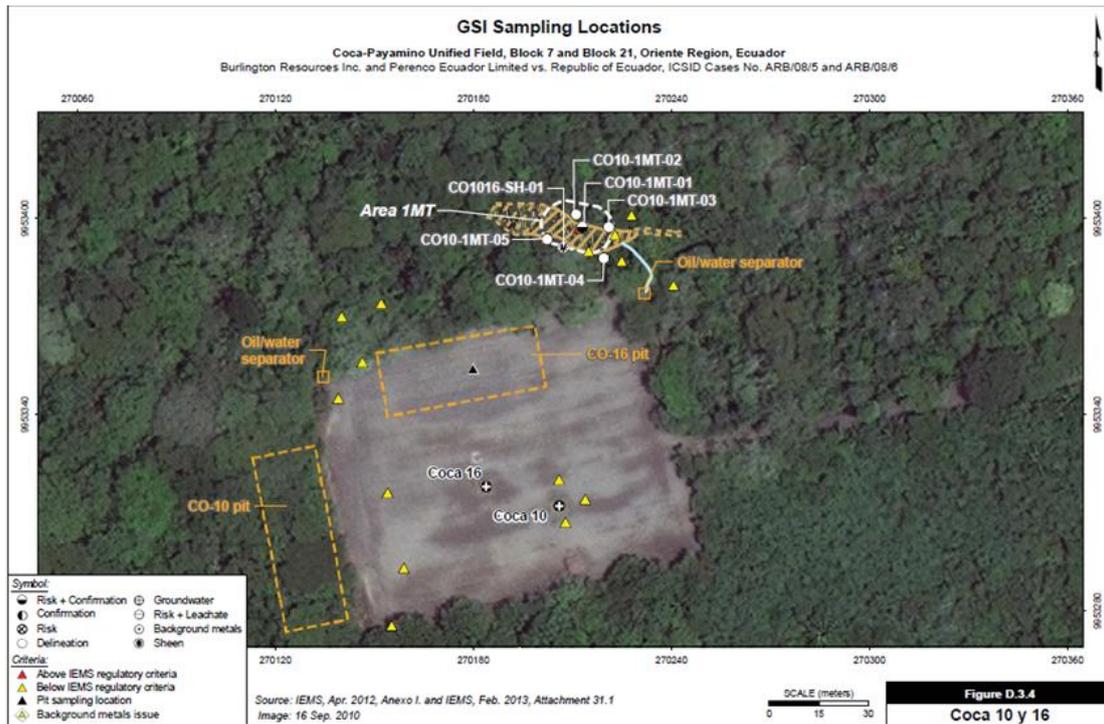
487. Las siguientes imágenes ilustran las locaciones de muestreo de IEMS<sup>958</sup> y de GSI<sup>959</sup> en Coca 10/16:



<sup>957</sup> GSI IP1, Ap. L.08.1, pág. 4 y Figura L.8.4. También: GSI IP2, Tablas 1 a 3. Coca 10/16 fue un sitio que GSI recién investigó en su segunda campaña de muestreo. GSI IP2, págs. 3, 22-23. En cuanto a Coca 10/16, GSI concluyó que “los resultados del programa de muestreo y ensayo de GSI, así como la evaluación adicional de los datos de IEMS, confirman que no hay concentraciones de químicos derivados del petróleo que superen los criterios de suelo aplicables [...] y, por ende, no se requiere remediación alguna”. GSI IP2, pág. 26 y Anexo D, Figuras D.1.4, D.3.4 y D.6.4.

<sup>958</sup> GSI IP1, Ap. L, Figura L.8.3.

<sup>959</sup> GSI IP2, Ap. D, Figura D.3.4.



488. Por aplicación de su enfoque respecto del uso del suelo (sección 4.3.2.c), el Tribunal observa que no hay excedencias en la plataforma. Por el contrario, aplicando los criterios de ecosistema sensible a las locaciones fuera de la plataforma,<sup>960</sup> el Tribunal identificó una excedencia de TPH y diversas excedencias de bario y cadmio al norte del ángulo noreste de la plataforma.<sup>961</sup>
489. No hay registros históricos de derrames<sup>962</sup> y no hay alegaciones de que el Consorcio llevara a cabo reacondicionamientos de pozos en dicho sitio.<sup>963</sup> Aparentemente la auditoría del año 2008 no evaluó Coca 10/16, aunque el Anexo B contiene algunas fotografías del sitio y comentarios, por ejemplo, de que la cuneta perimetral no está debidamente mantenida o que la trampa de grasa está

<sup>960</sup> GSI admite que los bosques secundarios son “*inmediatamente adyacentes a*” la plataforma en Coca 10/16 “*y más allá*”. GSI IP1, Ap. L.08.1, pág. 5.

<sup>961</sup> Muestras de IEMS 7-COC-10-175-MS-B-0,5; 7-COC-10-175-MS-B-1,5; 7-COC-10-175-MS-B6; 7-COC-10-175; 7-COC-10-175- MS-E-1,5; 7-COC-10-175-MS-F-1,5; 7-COC-10-175-MS-F-2,5; y muestras de GSI CO10-1MT-01-(0.0-0.3) y CO10-1MT-02-(0.0-1.0). La muestra 7-COC-10-175-MS-A-1,5 presenta un nivel de cadmio de 2 mg/kg, justo en el extremo superior del límite permisible ajustado. Véanse: IEMS IP3, Anexo C, Coca 10/16, págs. 8-18; GSI IP2, Ap. D, Tabla D.3, págs. 12-13.

<sup>962</sup> GSI IP1, Ap. B.3.

<sup>963</sup> Véase, por ejemplo: R-ESPV, ¶ 200 y nota 227. El Tribunal resalta, no obstante, que el expediente demuestra que el Consorcio completó un reacondicionamiento (#2) en el pozo Coca 16 en el mes de noviembre del año 2003, que involucraba el uso de químicos. Véase: Reacondicionamientos de Pozos en los Bloques 7 y 21 de años 1992 a 2012, Coca 16, Reacondicionamiento # 2, noviembre de 2003, pág. 2 (**Anexo E-573**).

insuficientemente limpia;<sup>964</sup> ello aumenta el riesgo de que contaminantes fluyan sobre la plataforma hacia el entorno circundante.<sup>965</sup> Dado que los puntos de excedencia se encuentran en las inmediaciones de la trampa de grasa y en tanto los desbordamientos de ese separador de aceite/agua fluyen directamente en el pantano identificado por GSI como Área 1MT,<sup>966</sup> el Tribunal concluye que el Consorcio es responsable del daño causado a este sitio.

490. Ecuador no ha incrementado su pretensión por Coca 10/16 luego de la investigación del sitio por parte de GSI, aunque dos de las muestras de GSI reflejan excedencias adicionales en el Área 1MT. Por lo tanto, el Tribunal otorga la solicitud de Ecuador de que 175 m<sup>3</sup> de suelo sean remediados. Con una contingencia del 30% (véase el párrafo 428), el costo de remediación total correspondiente a este sitio asciende a **USD 68.250** respecto de Coca 10/16.

#### **h. Coca 11**

491. Ecuador reclama USD 1.833.746 a fin de remediar 1.765 m<sup>3</sup> de suelo que cubre un área impactada de 844 m<sup>2</sup>.<sup>967</sup> Burlington rechaza la reclamación. IEMS sólo recogió tres muestras externas a las piscinas; una en la plataforma y dos fuera de ella.<sup>968</sup> No hay excedencia en ese sitio bajo ninguno de los criterios de uso del suelo.<sup>969</sup> Por consiguiente, la reclamación de Ecuador respecto de Coca 11 es desestimada.

#### **i. Coca 12**

492. Ecuador reclama USD 935.761 a fin de remediar 924,30 m<sup>3</sup> de suelo proveniente de un área impactada de 283 m<sup>2</sup>.<sup>970</sup> Una vez más, no hay excedencias en este sitio

---

<sup>964</sup> Auditoría Ambiental Bloque 7, Noviembre de 2008, pág. 107, Fotografías CO.27, CO.28, CO.29 y CO.30 (**Anexo E-252**). Véase, asimismo: *Id.*, pág. 90, “No Conformidades - Tabla 5.1a”, punto 5 (“Falta de mantenimiento en cunetas perimetrales y trampas de grasa”).

<sup>965</sup> Coca 10/16 tampoco fue evaluado en la auditoría bienal del Bloque 7 del año 2006. Véase: Auditoría Ambiental Bloque 7, noviembre de 2006 (**Anexo E-334**).

<sup>966</sup> GSI IP2, Ap. D, Figura D.3.4.

<sup>967</sup> Adjunto Revisado 35 del IEMS IP4 (Excel), fila 9 (**Anexo E-500**). Compárese con: IEMS IP3, Anexo C, Coca 11, pág. 15.

<sup>968</sup> GSI IP2, Ap. D, Tabla D.3, pág. 13. Véase, asimismo: GSI IP1, Ap. L, Tabla L.9.1, Figuras L.9.3 a L.9.4. Para las locaciones de muestreo de GSI, véanse: Figuras L.9.5 a L.9.6.

<sup>969</sup> Para las locaciones de muestreo de IEMS, véanse: IEMS IP3, Anexo C, Coca 11, págs. 11-13; GSI IP2, Ap. D, Tabla D.3, pág. 13. Para los resultados de muestreo de GSI, véase: GSI IP1, Ap. L, Tabla L.9.3.

<sup>970</sup> Adjunto Revisado 35 del IEMS IP4 (Excel), fila 10 (**Anexo E-500**). Compárese con: IEMS IP3, Anexo C, Coca 12, pág. 13.

bajo ninguno de los criterios regulatorios,<sup>971</sup> como consecuencia de lo cual la reclamación respecto de Coca 12 debe desestimarse.

**j. Coca 13**

493. Ecuador reclama USD 8.176.102 a fin de remediar 8.126,30 m<sup>3</sup> de suelo proveniente de un área impactada de 6.251 m<sup>2</sup>.<sup>972</sup> Aquí también, el Tribunal desestima la reclamación respecto de Coca 13 sobre la base de que no hay excedencias bajo ninguno de los criterios regulatorios,<sup>973</sup> a lo que agrega que Petroamazonas ha expandido considerablemente las dimensiones de la plataforma.<sup>974</sup>

**k. Coca 15**

494. Ecuador reclama USD 10.987.069 a efectos de la remediación de 12.560,60 m<sup>3</sup> que han de recuperarse de un área impactada de 7.585 m<sup>2</sup>.<sup>975</sup> La reclamación respecto de Coca 15 no puede prosperar, ya que no hay excedencias bajo ninguno de los criterios regulatorios.<sup>976</sup> En efecto, el punto de muestra MS-COC-C2-15.3-0.5, el cual se encuentra dentro de los límites de la plataforma y que tanto las Partes como el Tribunal tuvieron la oportunidad de inspeccionar, tiene un valor de TPH de 3.571 mg/kg que cae por debajo del límite de 4.000 mg/kg aplicable al suelo industrial.<sup>977</sup>

**l. Coca 18/19**

495. Ecuador reclama USD 36.483.570 a efectos de la remediación de 37.329,50 m<sup>3</sup> de suelo proveniente de un área de 11.485 m<sup>2</sup>.<sup>978</sup> En principio, Burlington clasificó Coca 18/19 como uno de cinco sitios de prioridad para la posible remediación del suelo con un área eventualmente impactada de 160 m<sup>2</sup>.<sup>979</sup> Luego de revisar el

---

<sup>971</sup> GSI IP2, Ap. D, Tabla D.3, págs. 13-14.

<sup>972</sup> Adjunto Revisado 35 del IEMS IP4 (Excel), fila 11 (**Anexo E-500**). Compárese con: IEMS IP3, Anexo C Corregido, Coca 13, pág. 14.

<sup>973</sup> IEMS IP3, Anexo C Corregido, Coca 13, págs. 8-12; GSI IP2, Ap. D, Tabla D.3, págs. 14-15; GSI IP1, Ap. L, Tabla L.11.1, y Figuras L.11.3 y L.11.4.

<sup>974</sup> GSI IP1, Ap. L.11.1, pág. 1.

<sup>975</sup> Adjunto Revisado 35 del IEMS IP4 (Excel), fila 12 (**Anexo E-500**). Compárese con: IEMS IP3, Anexo C Corregido, Coca 15, pág. 17.

<sup>976</sup> IEMS IP3, Anexo C Corregido, Coca 15, págs. 8-15; GSI IP1, Ap. L, Tablas L.12.1 y L.12.3, Figuras L.12.3 a L.12.6; GSI IP2, Ap. D, Tabla D.3, págs. 15-16.

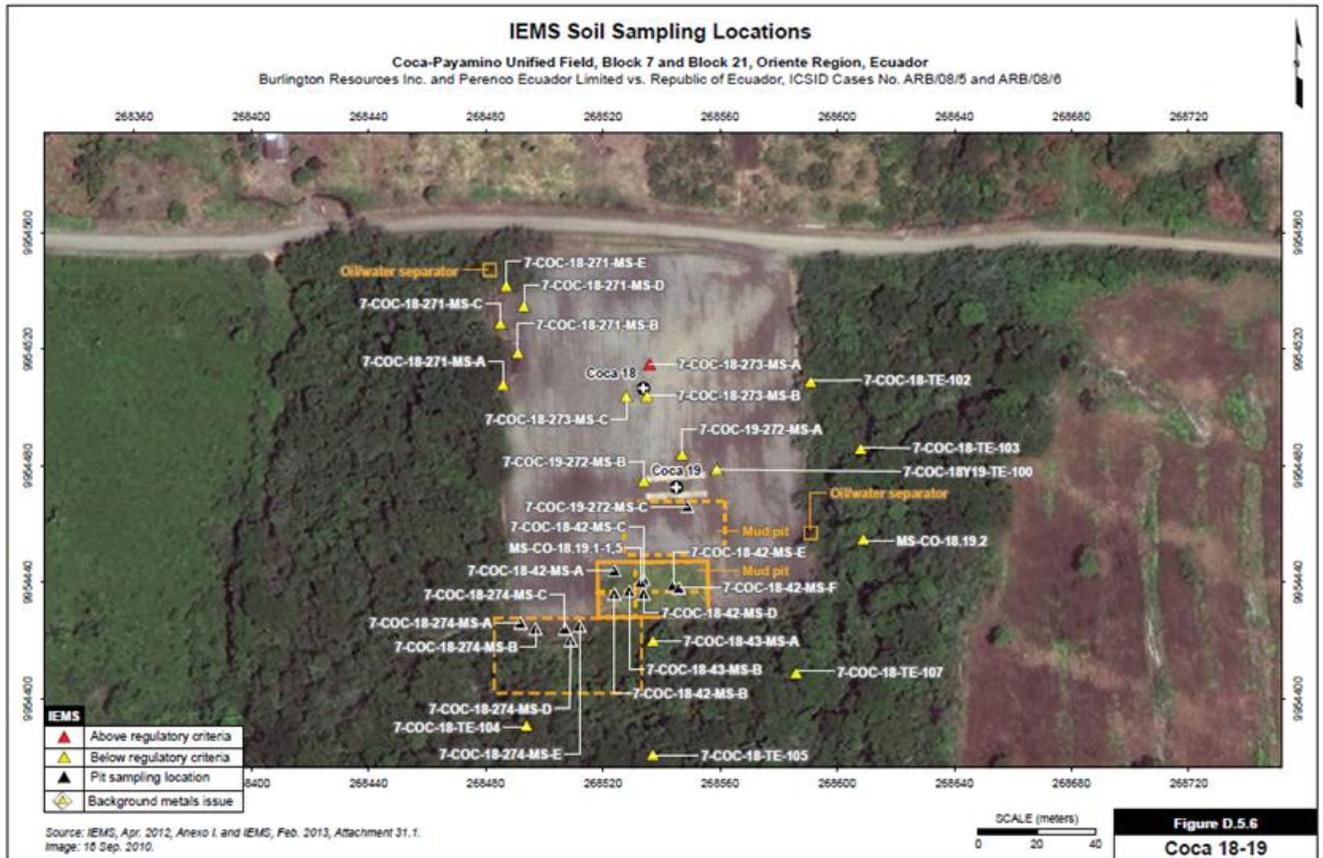
<sup>977</sup> GSI IP2, Ap. D, Tabla D.3, pág. 16.

<sup>978</sup> Adjunto Revisado 35 del IEMS IP4 (Excel), fila 13 (**Anexo E-500**). Compárese con: IEMS IP3, Anexo C, Coca 18/19, pág. 20; IEMS IP4, Adj. 38, Coca 18/19, pág. 21.

<sup>979</sup> GSI IP1, Tabla 4.

reporte de taponamiento de piscinas correspondiente a Coca 19, GSI concluyó que las excedencias en el área designada como Área 1M, en realidad, eran lodos de perforación desechados en dos piscinas auxiliares fuera de la plataforma.<sup>980</sup> En función de esto, Burlington se opone a esta pretensión.

496. Las siguientes figuras ilustran las locaciones de muestreo de IEMS<sup>981</sup> y de GSI<sup>982</sup> en Coca 18/19:



980 GSI IP2, ¶¶ 57-58.

981 *Id.*, Ap. D, Figura D.5.6.

982 GSI IP1, Ap. L, Figura L.13.5.



497. Coca 18 fue perforado por Kerr McGee en el mes de julio de 2001, mientras que Coca 19 fue perforado por Perenco en el mes de diciembre de 2003.<sup>983</sup> Tal como se examinará en el análisis de las piscinas de lodo, cuando el Consorcio perforó el pozo Coca 19 en el año 2003, depositó residuos de perforación en cuatro piscinas adyacentes a ese pozo y en dos piscinas auxiliares ubicadas algo más allá del extremo suroeste de la plataforma, ambas de las cuales correspondían al Área 1M.<sup>984</sup> Por lo tanto, el Tribunal analizará el contenido de las piscinas auxiliares como parte de su análisis de las piscinas de lodo.

498. Además de las supuestas excedencias en el Área 1M, el Tribunal identificó una excedencia de bario en la plataforma al lado del pozo Coca 18.<sup>985</sup> Si bien ese pozo fue perforado por Kerr McGee en el año 2001, el Tribunal observa que el Consorcio

<sup>983</sup> Alegato de Apertura de Ecuador, Anexo Demostrativo 2 – Cronograma de piscinas de lodo en los Bloques 7 y 21 hasta el año 2009, líneas 13-14 (**Anexo E-563**); GSI IP2, Ap. B.5, pág. 1.

<sup>984</sup> El reporte de taponamiento indica lo siguiente: “Los lodos de perforación fueron tratados con material de préstamo y distribuido en las piscinas existentes y en dos piscinas auxiliares construidas fuera de la plataforma”. Reporte de taponamiento de piscinas de Coca 19, octubre de 2004, pág. 4 (**Anexo E-337**). Para fotografías de las piscinas auxiliares, véase: *Id.*, págs. 27-29. Véase, asimismo: GSI IP2, Ap. B.3.1.

<sup>985</sup> Muestra 7-COC-18-273-MS-A-0,5m. Véanse: IEMS IP3, Anexo C, Coca 18/19, pág. 13; GSI IP2, Ap. D, Tabla D.3, pág. 16 y Figuras D.1.9 y D.5.6.

llevó a cabo algunos reacondicionamientos en ese pozo.<sup>986</sup> Por ende, declara al Consorcio responsable de remediar tal excedencia. Aplicando su metodología (secciones 4.4.3.c y 4.5.2), el Tribunal admite un área impactada de 80 m<sup>2</sup><sup>987</sup> y un volumen de 80 m<sup>3</sup>, por un costo total de **USD 28.800** respecto de Coca 18/19, teniendo en cuenta una contingencia del 20 % (véase el párrafo 428).

499. Finalmente, en aplicación de los criterios de uso del suelo agrícola a las locaciones fuera de la plataforma, no hay excedencias adicionales en las áreas que rodean la plataforma.<sup>988</sup> Por lo tanto, además de la excedencia en la plataforma mencionada *supra* y con sujeción al análisis por parte del Tribunal de las piscinas de lodo, no se requiere remediación adicional respecto de Coca 18/19.

#### **m. Payamino 1 y CPF**

500. Ecuador reclama USD 44.642.039 a fin de remediar Payamino 1/CPF, en tanto alega que un área de 36.613 m<sup>2</sup> se ve afectada y que 50.659,70 m<sup>3</sup> de suelo debe remediarse.<sup>989</sup>
501. Las siguientes figuras ilustran las locaciones de muestreo de IEMS<sup>990</sup> y de GSI<sup>991</sup> en Payamino 1/CPF:

---

<sup>986</sup> Véanse, por ejemplo: Reacondicionamientos de Pozos en Bloques 7 y 21 de años 1992 a 2012, Coca 18, Reacondicionamiento # 2, noviembre de 2004, pág. 2 (**Anexo E-573**); R-ESPV, ¶ 200.

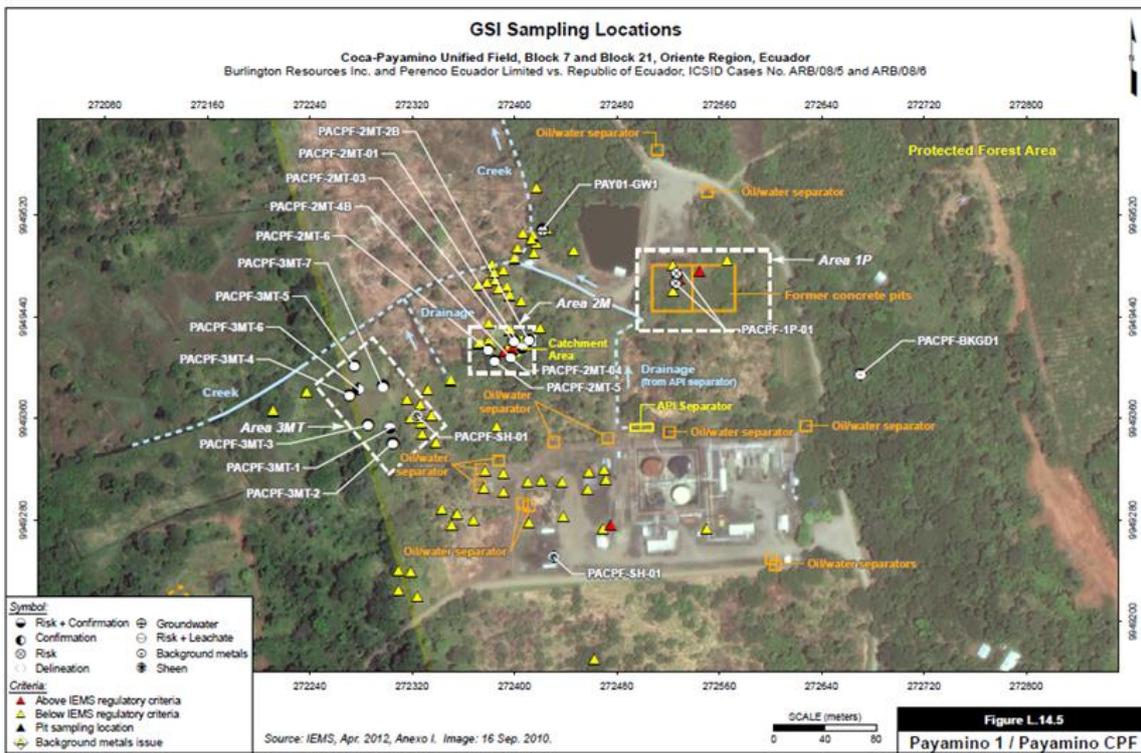
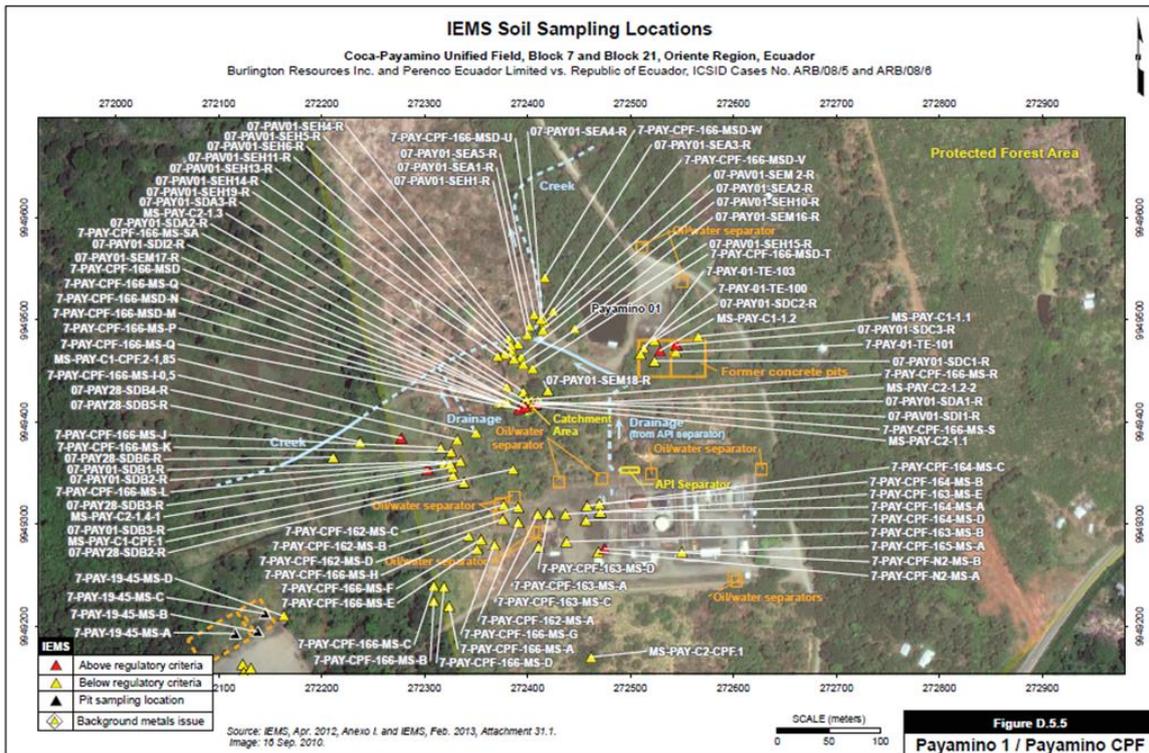
<sup>987</sup> En vista del nivel relativamente bajo de bario en suelo industrial (2031,8 mg/kg) y del hecho de que la excedencia se ubica en el centro de la plataforma, el Tribunal considera que, en este caso, basta un radio de 5 metros.

<sup>988</sup> Véanse: muestras 7-COC-18-43-MS-A-2,0, 7-COC-18-TE-104 y 7-COC-18-TE-105. GSI IP2, Ap. D, Tabla D.3, págs. 16-17.

<sup>989</sup> Adjunto Revisado 35 del IEMS IP4 (Excel), fila 55 (**Anexo E-500**). Compárese con: IEMS IP3, Anexo C, Payamino 1, pág. 18, y Payamino CPF, pág. 27; IEMS IP4, Adj. 38, Payamino 1, pág. 17, y Payamino CPF, pág. 31. Véase, asimismo: Sitio remodelado para Payamino CPF, agosto de 2013, Figura 10-B, (**Anexo E-499**).

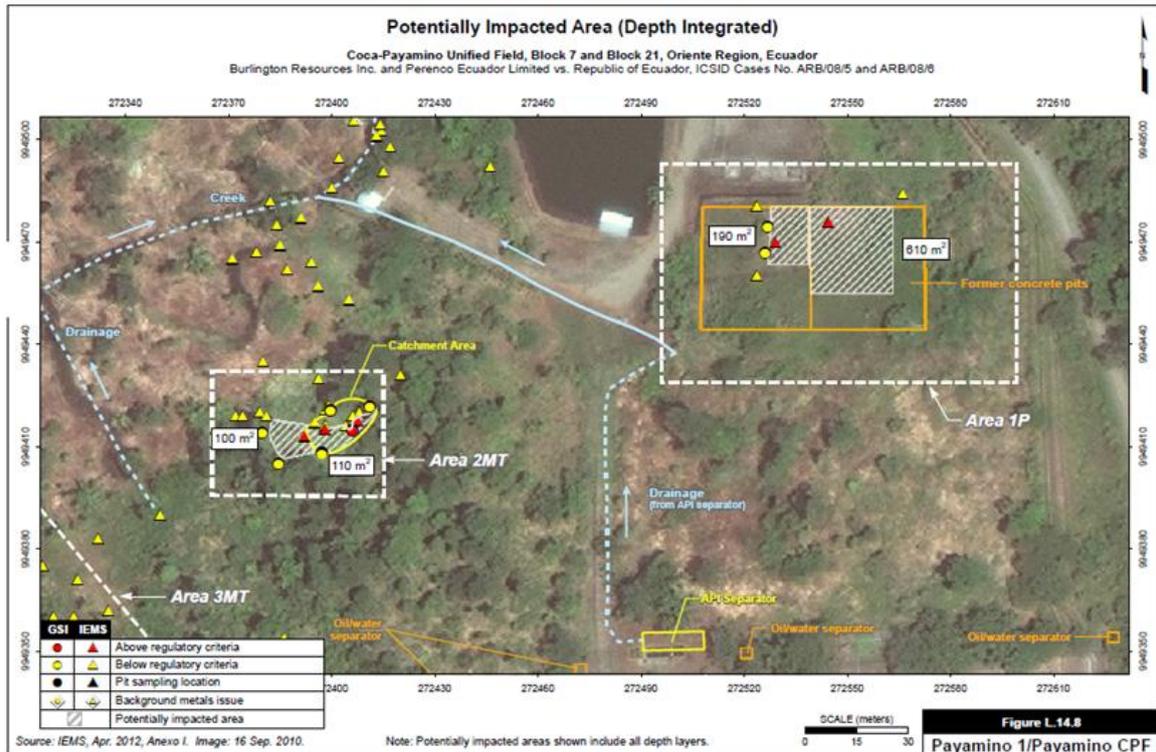
<sup>990</sup> GSI IP2, Ap. D, Figura D.5.5.

<sup>991</sup> GSI IP1, Ap. L, Figura L.14.5.



502. Además, la delimitación por parte de GSI de las Áreas 1P y 2MT, la cual servirá como base de la delimitación por parte del Tribunal de la magnitud de la

contaminación (véase sección 4.4.3c *supra*, y en particular, el párrafo 411), se ilustra de la siguiente manera.<sup>992</sup>



503. Burlington clasifica a Payamino 1 como sitio de prioridad, es decir, sitio en el que acepta la existencia de contaminación que eventualmente requiere remediación por un costo total de hasta USD 307.000.<sup>993</sup> Burlington alega que la fuente de contaminación en el Área 1P es una cuenca de agua de hormigón removida en el año 2001, que, por ende, es de fecha anterior a la operatoria del Consorcio. Según Burlington, la remediación de los 800 m<sup>3</sup> de suelo eventualmente contaminado no costaría más de USD 243.000.<sup>994</sup> Burlington también acepta que 210 m<sup>3</sup> de suelo eventualmente requieren remediación en el Área 2MT por un costo total de USD 64.000.<sup>995</sup> Por último, Burlington rechaza todas las demás pretensiones de remediación en Payamino 1/CPF, en particular, argumentando que, en realidad, las muestras de IEMS en el Área 3MT se encuentran mal ubicadas y que fueron extraídas de Payamino 2/8.<sup>996</sup> Con respecto a la muestra recogida cerca del tubo de

<sup>992</sup> GSI IP1, Ap. L, Figura L.14.8.

<sup>993</sup> GSI IP2, Tabla 4. Véase, asimismo: GSI IP1, Tabla D.21.

<sup>994</sup> GSI IP2, Tabla 4.

<sup>995</sup> *Ibid.*

<sup>996</sup> Muestras 07-PAY2.8-SDB3(0,3-0,5)m y 07-PAY2.8-SDB4-R(0,3-0,5)m. Según GSI, la inclusión de estas dos muestras incorrectamente trazadas “creaba un supuesto volumen de suelo

escape de un compresor con motor diésel en Payamino CPF,<sup>997</sup> GSI opinó que se recogieron menos de 20 litros (0,02 m<sup>3</sup>) de hollín “*como una fina película sobre la superficie del terreno*” y que los suelos debajo estaban limpios.<sup>998</sup> A los ojos de Burlington, esto no justifica una reclamación de más de USD 5 millones para remediar 5.373 m<sup>3</sup> de suelo.

504. Después de Coca 1, Payamino 1 es el segundo pozo operativo más antiguo en el Bloque 7/CPUF. Fue perforado por BP en el año 1986, y las pruebas sugieren que 13 reacondicionamientos fueron llevados a cabo en ese pozo entre los años 1991 y 2005, incluso por el Consorcio.<sup>999</sup> El pozo Payamino 1 se encuentra ubicado al norte y aproximadamente 30 metros cuesta abajo de la CPF, que fue puesta en funcionamiento entre los años 1991 y 1992.
505. Antes de proceder a analizar las excedencias fuera de la plataforma en las áreas designadas por GSI como Áreas 1P, 2MT y 3MT, el Tribunal se ocupará de la excedencia en la plataforma de TPH (5.138 mg/kg) adyacente al compresor con motor diésel en la CPF.<sup>1000</sup> Dado que Petroamazonas operó el compresor después de la toma de control sin analizar esa situación, el Tribunal considera que corresponde atribuirle responsabilidad tanto al Consorcio como a su sucesora, y, en su discrecionalidad al momento de evaluar las pruebas y cuantificar los daños, concluye que Burlington deberá sufragar el 50 % de los costos de remediación. En tanto el área impactada parece estar localizada, el Tribunal determina que la remediación de 30 m<sup>3</sup>, por un costo total de USD 10.800 incluida una contingencia del 20 % (véase el párrafo 428), resulta adecuada y razonable. Por ende, Burlington deberá pagar el 50 % de ese costo, a saber, **USD 5.400**.
506. Pasando ahora a analizar las locaciones fuera de la plataforma, el hecho de que los criterios de uso del suelo de ecosistema sensible son aplicables a las áreas que rodean Payamino 1/CPF (notablemente porque este sitio forma parte de un área protegida designada como tal bajo SNAP (véase sección 4.3.2.c *supra*)), no es

---

*impactado de aproximadamente 18.000 m<sup>3</sup>*, lo que representaba “*más de USD 18 millones del costo de remediación del suelo de IEMS*”. GSI IP1, págs. 52-53 y Anexo Documental 24.

<sup>997</sup> Muestra 7-PAY-CPF-N2-MS-B-0,5. Véanse: GSI IP1, Ap. L, Figura L.14.3; GSI IP2, Ap. D, Figuras D.1.8 y D.5.5.

<sup>998</sup> GSI IP1, pág. 53, ¶ 132 y Anexo Documental 24.

<sup>999</sup> GSI IP1, pág. 101. Véase, asimismo: Reacondicionamientos de Pozos en Bloques 7 y 21 de años 1992 a 2012, Payamino 1, Reacondicionamiento # 12, marzo de 2005, Reacondicionamiento # 13, mayo de 2005, Reacondicionamiento # 14, junio de 2007 (**Anexo E-573**).

<sup>1000</sup> Muestras 7-PAY-CPF-N2-MS-B-0,5 y 7-PAY-CPF-N2-MS-B23.

objeto de debate.<sup>1001</sup> Sobre esa base, el Tribunal identificó dos excedencias de TPH en el Área 1P<sup>1002</sup> y diversas excedencias de TPH y bario en el Área 2MT.<sup>1003</sup> A la luz del hecho de que IEMS confirmó que se había equivocado al rotular las muestras 07-PAY28-SDB3-R y 07-PAY28-SDB4-R, y que efectivamente estas se habían recogido en el Área 3MT en Payamino 1/CPF,<sup>1004</sup> el Tribunal concluye que también se ha demostrado la existencia de contaminación de TPH y bario en el Área 3MT.

507. A la luz del hecho de que el Área 1P alojaba una antigua cuenca de agua de producción de hormigón que fue remediada en el año 1999 y posteriormente removida en el año 2001,<sup>1005</sup> de que esta cuenca se encontraba sobre el suelo y de que una capa de hormigón ahora cubre los puntos de excedencia de TPH, el Tribunal opina que las excedencias no fueron causadas por el Consorcio, sino que son pasivos de los operadores anteriores. Por consiguiente, Burlington no es responsable de la condición del Área 1P.
508. La situación es la contraria en lo que respecta a la zona de captación denominada Área 2MT, que parece ser una piscina de reacondicionamiento ubicada unos 120 metros al suroeste de la plataforma Payamino 1 en las inmediaciones del río Añango. Esta piscina no había sido denunciada y, por ende, servía de lugar oculto para arrojar desechos industriales en medio de un área protegida adyacente a un cuerpo de agua. GSI señaló que 13 reacondicionamientos habían sido llevados a cabo en Payamino 1 hasta el año 2005, incluso por el Consorcio,<sup>1006</sup> lo que

---

<sup>1001</sup> CMCC, ¶ 284; Mapa de los Sitios de los Bloques 7 y 21 que Intersectan Áreas Protegidas, 2012 (**Anexo CE-CC-266**).

<sup>1002</sup> Muestras 07-PAY01-SDC3-R(1,2-1,3)m y MS-PAY-C1-1.2-0,5. Véanse: GSI IP1, Ap. L, Tabla L.14.1; GSI IP2, Ap. D, Tabla D.3, págs. 22-24, 43-46.

<sup>1003</sup> Las muestras de IEMS con excedencias de TPH son las siguientes: 07-PAY01-SDA1-R(0,6-0,8)m y 7-PAY-CPF-166-MS-Q-0,5. Las muestras de IEMS con excedencias de bario son las siguientes: MS-PAY-C2-1.1-0,5 y 7-PAY-CPF-166-MS-SA-0,2. Las muestras de GSI con excedencia de TPH son las siguientes: PACPF-2MT-01-0.0-0.3. Véanse: GSI IP1, Ap. L, Tabla L.14.1; GSI IP2, Ap. D, Tabla D.3, págs. 22-24, 43-46.

<sup>1004</sup> IEMS IP4, págs. 109-110 y Tabla 3.

<sup>1005</sup> GSI explicó lo siguiente: “*El Área 1P, ubicada directamente al sur de la plataforma del pozo, coincide con la antigua ubicación de las cuencas de hormigón sobre el suelo utilizadas para la administración del agua de producción entre los años 1996 y 1999. El petróleo residual que se encontró en los suelos bajo la superficie en esta locación posiblemente se relaciona con la filtración desde la base de estas antiguas cuencas, que fueron retiradas del servicio, a más tardar, en el año 1999 y demolidas en el año 2001. Los resultados del ensayo de suelos indican que los niveles elevados de TPH se presentan debajo de sólo una parte de la antigua huella de las cuencas de agua de producción*”. GSI IP1, pág. 101.

<sup>1006</sup> GSI IP1, Ap. K. Véase, asimismo: Payamino 1 – Antecedentes de Pozos (**Anexo E-245**). En particular, el Consorcio llevó a cabo el reacondicionamiento # 13 el día 9 de abril de 2005 a fin

confirmó el Sr. Saltos.<sup>1007</sup> GSI afirmó que no podía determinar la causa de las excedencias en el Área 2MT.<sup>1008</sup> Ni Burlington ni su testigo clave, el Sr. Saltos, parecían poner en duda que el Consorcio utilizaba esa piscina de reacondicionamiento. Por consiguiente, el Tribunal declara a Burlington responsable de remediar el Área 2MT. Por vía de referencia a la metodología expuesta *supra* (secciones 4.4.3.c y 4.5.2), el área impactada tiene 500 m<sup>2</sup>,<sup>1009</sup> y el volumen total de suelo es de 500 m<sup>3</sup>, lo que asciende a un costo total de **USD 195.000**, el cual incluye una contingencia del 30 % (véase el párrafo 428).

509. Por último, Burlington argumenta que las muestras que reflejan excedencias de TPH en el Área 3MT estaban mal ubicadas, pero no ofrece una explicación alternativa en cuanto a la posible causa de estas excedencias. Además, el registro de derrames correspondiente a Payamino CPF, incluida el área anteriormente denominada Payamino 22, ambas de las cuales tienen vista al Área 3MT, revela numerosos derrames durante las operaciones del Consorcio, incluido un escurrimiento de petróleo desde Payamino 22 en el año 2002; un derrame de 0,1 barriles de crudo en el año 2004;<sup>1010</sup> un derrame de 2,4 barriles de crudo el 2 de enero de 2007;<sup>1011</sup> un derrame no denunciado de fluidos contaminados el 1 de octubre de 2007 que afectó el separador API, las cunetas perimetrales y el río Añango;<sup>1012</sup> un derrame de 6,28 barriles de crudo el 6 de octubre de 2007 que afectó el río Añango;<sup>1013</sup> y un derrame de crudo en el año 2009 a unos 10 metros de

---

de perforar en el reservorio Napo "U". Reacondicionamientos de Pozos en Bloques 7 y 21 de años 1992 a 2012, Payamino 1, Reacondicionamiento # 13, mayo de 2005 (**Anexo E-573**).

<sup>1007</sup> El Sr. Saltos respondió de la siguiente manera en la Audiencia: "P: Y en Payamino 1 por la antigüedad del pozo hubo toda una serie de workover... R: Muchísimos workover". Tr. (Día 4) (ESP), 1286:9-11 (Contrainterrogatorio, Saltos). Para el testimonio del Sr. Saltos acerca de los reacondicionamientos de Payamino 1, véase, asimismo: Tr. (Día 4) (ESP), 1284:9-1294:7 (Contrainterrogatorio, Saltos).

<sup>1008</sup> GSI indicó lo siguiente: "*En consecuencia, la fecha de construcción y uso de esta supuesta piscina de reacondicionamiento es desconocida, sobre la base de información disponible en la actualidad*". GSI IP1, ¶ 271(3).

<sup>1009</sup> GSI calculó un área impactada total de 210 m<sup>2</sup>, lo que incluye 110 m<sup>2</sup> dentro de la zona de captación, esto es, un poco más que la mitad de su tamaño, y 100 m<sup>2</sup> adicionales fuera de la zona a fin de remediar la excedencia de TPH en la locación de muestreo 7-PAY-CPF-166-MS-Q. El Tribunal sostiene que debe remediarse la zona de captación en su totalidad, que representa 200 m<sup>2</sup>, y que debe aumentarse el área impactada fuera de la zona de captación de 100 m<sup>2</sup> a 300 m<sup>2</sup>, en aras de remediar todo el flanco norte fuera de la zona de captación.

<sup>1010</sup> Solís DT2, ¶ 76, punto 2 y Anexo 40 (reporte interno).

<sup>1011</sup> Réplica, ¶ 135, ítem d; GSI IP1, Ap. B.3, línea 85.

<sup>1012</sup> Solís DT2, ¶ 76, punto 12 y Anexo 51 (reporte interno de derrames de fecha 1 de octubre de 2007).

<sup>1013</sup> Réplica, ¶ 135, punto f.

la CPF a lo largo de la línea de flujo de Payamino 19.<sup>1014</sup> Estos hechos sustentan la determinación de que las excedencias fueron causadas durante la operatoria del Consorcio, lo que Burlington no ha refutado. La opinión se ve reforzada si se recurre a la definición de “áreas impactadas” contenida en el acuerdo de conciliación de fecha 11 de mayo de 2010 entre el Sr. Jungal, la Sra. Cárdenas Hernández y el Consorcio, que incluye “deslizamiento de suelo en el talud del pozo Payamino 22” y “erosión y deslizamiento el talud de la estación Payamino”.<sup>1015</sup>

510. A la luz de los elevados niveles de TPH presentes y por vía de referencia a su enfoque explicado *supra* (secciones 4.4.3.c y 4.5.2), el Tribunal determina un área impactada total de 400 m<sup>2</sup>, un volumen total de suelo de 1.000 m<sup>3</sup><sup>1016</sup> y un costo de remediación de **USD 390.000**, incluida una contingencia del 30 % (véase el párrafo 428).
511. En conclusión, el Tribunal determina que Burlington debe sufragar el costo de remediación correspondiente a las Áreas 2MT y 3MT, al igual que la mitad del costo por la excedencia de TPH en Payamino CPF, por un monto total de **USD 590.400** respecto de Payamino 1/CPF.

#### n. Payamino 2/8

512. Ecuador reclama USD 31.899.459 a efectos de la remediación de 36.643 m<sup>3</sup> de suelo proveniente de un área impactada de 21.600 m<sup>2</sup>.<sup>1017</sup> Burlington incluye a Payamino 2/8 como uno de sus sitios principales para la posible remediación del suelo, al aceptar que una superficie de 15.850 m<sup>2</sup> y un volumen de 18.345 m<sup>3</sup> de suelo se ven afectados en un área del pantano Jungal ubicado al norte y al este de la plataforma Payamino 2/8 y la piscina de lodo Payamino 8.<sup>1018</sup> Sin embargo, Burlington niega que el Consorcio causara el daño, el cual atribuye a descargas de

---

<sup>1014</sup> Saltos DT1, Anexo A, Tabla de derrames reportados en los Bloques 7 y 21, 2002-2009.

<sup>1015</sup> Acuerdo entre José Daniel Jungal, Nancy Cecilia Cárdenas Hernández y el Consorcio, 11 de mayo de 2010, pág. 14 (**Anexo CE-CC-235**).

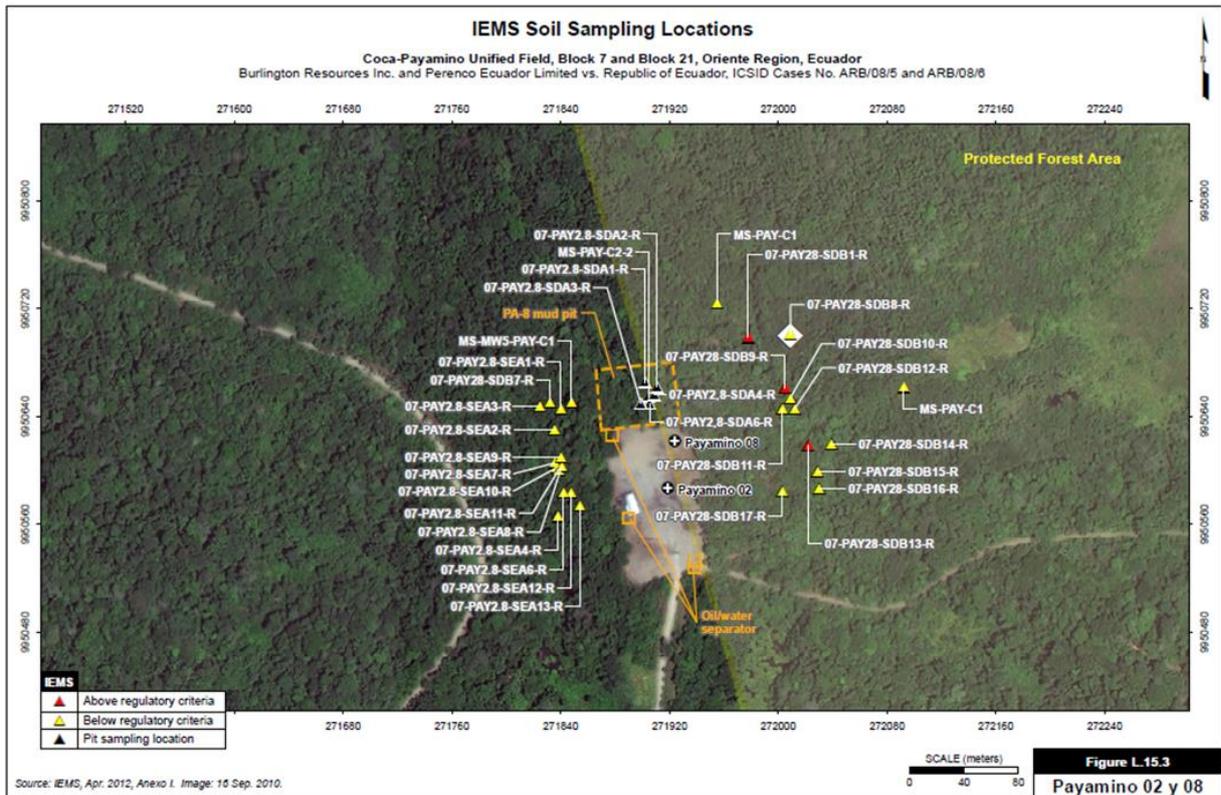
<sup>1016</sup> El punto de excedencia 07-PAY28-SDB3-Rm requiere remediación hasta 2 metros, por un volumen total de 400 m<sup>3</sup>, mientras que el punto de excedencia 07-PAY28-SDB4-R requiere remediación hasta 3 metros, por un volumen total de 600 m<sup>3</sup>. Véase: GSI IP2, Ap. D, Tabla D.3, pág. 43.

<sup>1017</sup> Adjunto Revisado 35 del IEMS IP4 (Excel), fila 52 (**Anexo E-500**). Compárese con: IEMS IP3, Anexo C Corregido, Payamino 2/8, pág. 22; IEMS IP4, Adj. 38, Payamino 2/8, pág. 19. Véase, asimismo: 2º SMCC, ¶¶ 213-219.

<sup>1018</sup> GSI IP1, Ap. L, Figura L.15.8; GSI IP2, Tabla 4.

lodos de perforación y derrames de petróleo desde la piscina de pruebas Payamino 2 con anterioridad al año 1992.<sup>1019</sup>

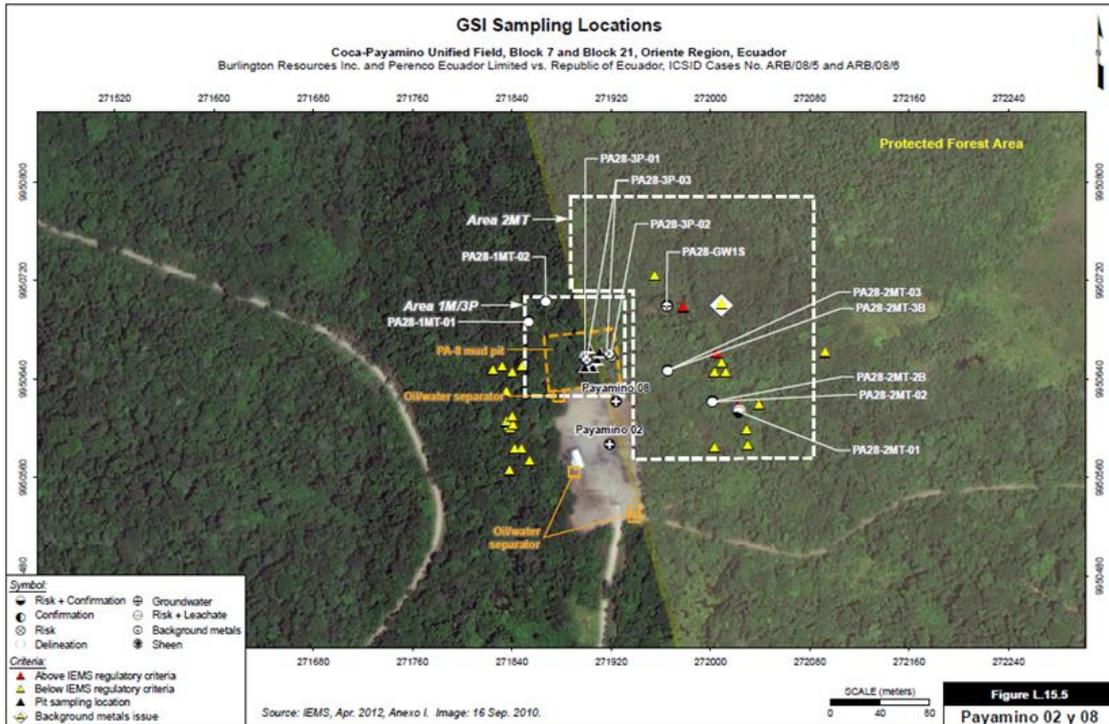
513. Las siguientes ilustran reflejan las locaciones de muestreo de IEMS<sup>1020</sup> y de GSI<sup>1021</sup> en Payamino 2/8:



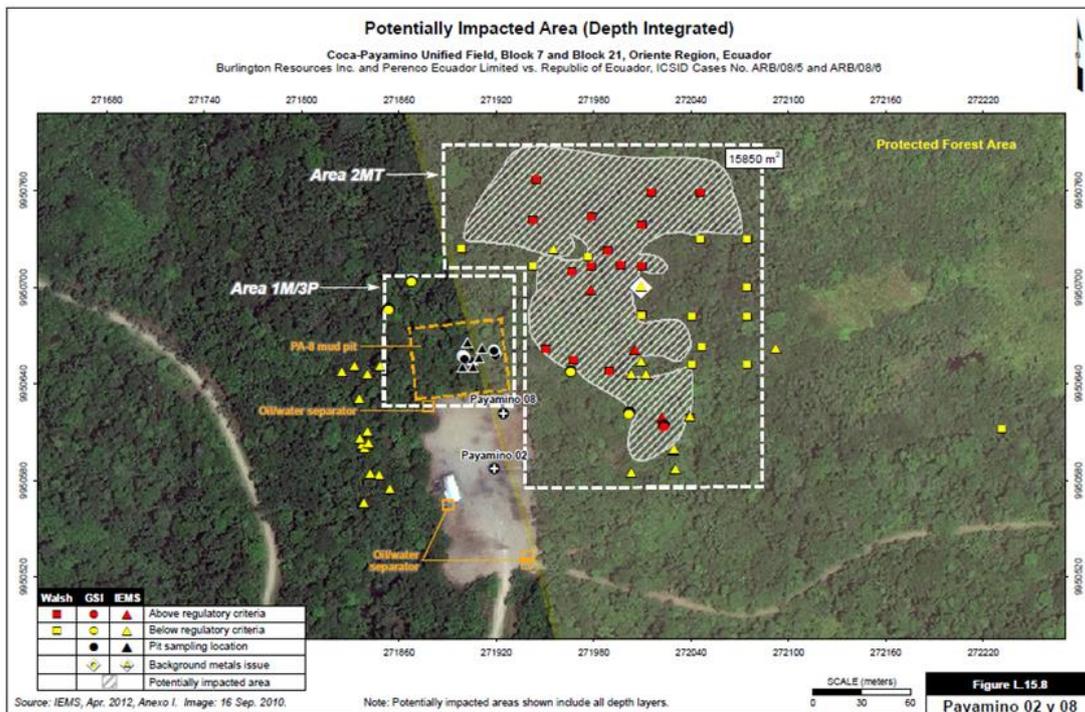
<sup>1019</sup> GSI IP2, Tabla 4.

<sup>1020</sup> GSI IP1, Ap. L, Figura L.15.3.

<sup>1021</sup> *Id.*, Figura L.15.5.



514. Las áreas potencialmente impactadas calculadas por GSI, que el Tribunal retomará, se ilustran *infra*:<sup>1022</sup>



<sup>1022</sup> *Id.*, Figura L.15.8. Las muestras de Walsh se encuentran marcadas como recuadros rojos.

515. Payamino 2/8 representa uno de los sitios más controvertidos, y las Partes han debatido *in extenso* las posibles causas de la condición ambiental encontrada en la zona pantanosa conocida como el pantano Jungal. El Tribunal abordará los alegatos de Ecuador respecto de las piscinas en su análisis de las piscinas de lodo *infra*. En este punto se ocupará exclusivamente de las locaciones de muestreo fuera de la plataforma al oeste, norte y este de la plataforma Payamino 2/8 y las piscinas adyacentes.<sup>1023</sup> En su revisión, el Tribunal también considerará las muestras recogidas para el informe Walsh, en tanto GSI invoca dichas muestras (las cuales se reflejan como recuadros rojos en la figura precedente).<sup>1024</sup>
516. El hecho de que, en virtud del SNAP, las tierras al este de la plataforma Payamino 2/8 están ubicadas en un área protegida que reúne las condiciones para ser considerada un ecosistema sensible, no es objeto de debate.<sup>1025</sup> No obstante, Burlington controvierte que la zona al oeste del área designada se encuentre dentro de la misma categoría y considera que requiere la aplicación de los criterios de uso del suelo agrícola. Conforme a su metodología (véase la sección 4.3.2.c *supra*), dado que las áreas en cuestión son inmediatamente adyacentes a un área protegida designada, el Tribunal aplicará el criterio de ecosistema sensible a todas las áreas en torno a la plataforma (con excepción de la vía de acceso, en que, en cualquier caso, no se tomó muestra alguna).
517. En función de ello, el Tribunal identificó diversas excedencias de TPH, bario y cadmio en el área del pantano Jungal que GSI identificó como Área 2MT,<sup>1026</sup> con un nivel máximo de TPH que alcanzaba 10.661 mg/kg.<sup>1027</sup> Las muestras de Walsh identifican numerosas excedencias de TPH y bario, con niveles de TPH que

---

<sup>1023</sup> No se extrajeron muestras de la plataforma. Véase: GSI IP2, Ap. D, Tabla D.3.

<sup>1024</sup> Informe Técnico: Caracterización del Pasivo Ambiental Adyacente a la Plataforma Payamino 2-8 – Campo Unificado Coca-Payamino, Walsh Número de Proyecto: EC103-29 (“Informe Walsh”), octubre de 2010, Sección 4.1.1 (**Anexo E-271**). Véase, asimismo: GSI IP2, Ap. L, Figuras L.15.4 y L.15.8.

<sup>1025</sup> CMCC, ¶ 284; Mapa de los Sitios de los Bloques 7 y 21 que Intersectan Áreas Protegidas, 2012 (**Anexo CE-CC-266**). Véase, asimismo: GSI IP1, Ap. L, Figuras L.15.2 a L.15.8.

<sup>1026</sup> Muestras 07-PAY28-SDB10-R(0,4-0,5)m, 07-PAY28-SDB13-R(0,5-0,8)m, 07-PAY28-SDB1-R(0,3-0,5)m, 07-PAY28-SDB1-R(1,3-1,5)m y 07-PAY28-SDB8-R(0,4-0,5)m, 07-PAY28-SDB9-R(0,4-0,5)m, PA28-2MT-01-0.0-0.3. Véanse: IEMS IP4, Adj. 38, Payamino 2/8, págs. 9-14; GSI IP2, Ap. D, Tabla D.3, págs. 24-26.

<sup>1027</sup> Muestra 07-PAY28-SDB13-R(0,5-0,8)m. Véanse: IEMS IP4, Adj. 38, Payamino 2/8, pág. 9; GSI IP1, Ap. L, Tablas L.15.1, L.15.3, L.15.4 y L.15.5; GSI IP2, Ap. D, Tabla D.3, pág. 25.

alcanzan 64.616 mg/kg y un nivel máximo de bario a 3.584 mg/kg,<sup>1028</sup> cuando los límites permisibles son 1.000 mg/kg para TPH y 639 mg/kg para el bario.

518. No se cuestiona seriamente que un incidente ambiental importante ocurriera en relación con la perforación de los pozos Payamino 2 y Payamino 8 entre los años 1987 y 1992. A efectos de la presente decisión, la cuestión que consiste en determinar si el incidente fue causado por la descarga de crudo de prueba en el pantano Jungal o por la ruptura de la piscina Payamino 2 puede quedar abierta.<sup>1029</sup> En todo caso, sucedió con anterioridad a la operatoria del Consorcio. Si bien es cierto que los operadores sucesivos no indicaron la presencia de contaminación en ese sitio,<sup>1030</sup> lo que sugiere que el área fue remediada cuando Oryx lo solicitó en el año 1994, el Tribunal destaca que Ecuador no ha ofrecido prueba alguna de remediación.<sup>1031</sup> Por lo tanto, el Tribunal no puede descartar que el daño ambiental identificado *supra* fuera causado por operadores anteriores y siga presente en el pantano hasta el día de la fecha.
519. No obstante, hay varias razones para que el Tribunal declare al Consorcio parcialmente responsable de remediar las excedencias en el pantano Jungal. En primer lugar, hay prueba pericial contradictoria generada por parte del Consorcio en cuanto a la edad del crudo que se encontró en el pantano. Por un lado, un informe de Grüntech de 2 de junio de 2010 estimó que la edad oscilaba entre 4 y 7 años, lo que sugiere que la contaminación ocurrió durante el período del Consorcio, aunque el informe especificaba que era imposible establecer una fecha exacta sin una

---

<sup>1028</sup> Informe Walsh, octubre de 2010, Sección 4.1.1 (**Anexo E-271**).

<sup>1029</sup> Réplica, ¶¶ 93-116; Dúplica, ¶¶ 248-264.

<sup>1030</sup> Véase, por ejemplo: Réplica, ¶¶ 101-105. Ecuador señala diversas auditorías ambientales realizadas por operadores anteriores que no mencionan la existencia de pasivos ambientales en el pantano Jungal. Resultado de laboratorio correspondiente a la muestra de agua extraída del pantano cercano a Payamino 2 & 8, 6 de octubre de 1992 (**Anexo E-325**); Evaluación Ambiental de Oryx Ecuador Energy Company – Campo Coca-Payamino, Auditoría Utilizada para la Transferencia de Operaciones del Campo Unificado Coca-Payamino de Petroproducción a Oryx el día 12 de febrero de 1994, realizada por Ecomapa/Western Oilfield, pág. 8 (**Anexo CE-CC-12**); Evaluación Ambiental de Oryx Ecuador Energy Company, Campo Coca-Payamino, mayo de 1994 (**Anexo E-326**); Auditorías Ambientales Internas de las Operaciones de Oryx Ecuador, 11-14 de marzo de 1996, 6-9 de junio de 1997 y 22-23 de junio de 1998 (**Anexos E-327 a E-329**); Auditoría Ambiental de la Operación por parte de Petroproducción del Campo Coca-Payamino, enero de 1999, pág. 3 (**Anexo CE-CC-21**); Diagnóstico Ambiental del Campo Unificado Coca – Payamino, preparado por Entrix para Kerr-McGee Ecuador Energy Corporation, septiembre de 2000, pág. 1-1 (**Anexo E-330**).

<sup>1031</sup> Ecuador se limitó a afirmar, sin pruebas respaldatorias, lo siguiente: “*La carta del mes de marzo de 1992 alertó al Comité Operativo del Campo Unificado Coca-Payamino de un derrame y recomendó que Petroproducción adoptara medidas reparadoras sin demora. La Demandante ni siquiera ha considerado la posibilidad de que Petroproducción adoptara dichas medidas*”. Réplica, ¶ 99; R-EPA, ¶ 781.

muestra de patrones y que otros factores influían en el procedimiento de determinación de fechas.<sup>1032</sup> Por otro lado, un informe del Sr. Douglas (de la firma NewFields) evaluó la conclusión de Grüntech y opinó que la tasa de degradación del petróleo es “*sumamente variable*” dependiendo de numerosos factores que no fueron considerados por Grüntech y, por último, concluyó que cualquier intento de establecer la fecha del petróleo crudo sería una suposición y que “*también era posible que el petróleo crudo hubiera sido liberado hace más de 20 años*”.<sup>1033</sup>

520. En segundo lugar, el Consorcio tenía conocimiento de las reclamaciones de contaminación ambiental, como máximo, a comienzos del año 2007,<sup>1034</sup> cuando el Sr. Eduardo Greta Cerda, Teniente Político de la Parroquia San Luis de Armenia, presentó una queja ante al Consejo Provincial de Orellana. Dicho consejo ordenó una inspección que tuvo lugar el 4 de abril de 2007 y descubrió “[e]n la plataforma #02-08 (punto 4) y a un costado se encontró una amplia zona de aproximadamente 2 hectáreas, la cual contenía restos de petróleo crudo en cantidades considerables”.<sup>1035</sup> El silencio de Burlington acerca de dicha inspección en el marco del procedimiento que nos ocupa, y de su conclusión de que se encontró petróleo crudo *en la plataforma* y a su costado Este, resulta perturbador.<sup>1036</sup> Lo mismo sucede con el hecho de que, aparentemente, el Consorcio no adoptó medidas inmediatas y que no se tomaron muestras a efectos de la auditoría del año 2008.<sup>1037</sup>

---

<sup>1032</sup> El informe rezaba lo siguiente: “Esto afecta en la estimación de una edad del hidrocarburo y se necesita un patrón para poder compararlo, ya que, sin esto se puede suponer por sus características que su edad estaría en el rango de 4-7 años”. Informe de Análisis de Grüntech, 2 de junio de 2010 (**Anexo E-270**). Véase, asimismo: R-EPA, ¶ 783.

<sup>1033</sup> Evaluación de NewFields del Informe de Suelo Contaminado de Gruentec Cia. Ltda. N.º 1005164 S, págs. 1-5; GSI IP1, Ap. J. Véase, asimismo: Réplica, ¶ 116.

<sup>1034</sup> Ecuador también señaló una queja planteada por el Sr. Jungal en el año 2005, que fue analizada ante un Defensor del Pueblo con un abogado del Consorcio presente. El intento del Sr. Saltos de justificar el hecho de que el Consorcio no adoptara medidas, fundamentando que el Sr. Jungal siempre fue una persona bastante difícil, no parece convincente. Véanse: Tr. (Día 4) (ESP), 1355:10-1356:3 (Contrainterrogatorio, Saltos); R-EPA, ¶¶ 789-790.

<sup>1035</sup> Informe de inspección N° 07-07, H. Consejo Provincial de Orellana – Departamento del Ambiente, 10 de abril de 2007, pág. 2 (**Anexo E-335**). Véanse, asimismo: Réplica, ¶ 109; R-EPA, ¶¶ 793-794.

<sup>1036</sup> Incluso asumiendo que, tal como declarara el Sr. Saltos, ni el Consorcio ni él mismo fueron notificados de la inspección ni del informe del Consejo Provincial, el informe efectivamente confirma que el Consorcio no podría haber estado al tanto de la existencia de crudo en la plataforma. Tr. (Día 4) (ESP), 1451:6-21 (Contrainterrogatorio, Saltos). Véanse, asimismo: Tr. (Día 4) (ESP), 1356:12-15 (Contrainterrogatorio, Saltos).

<sup>1037</sup> El Tribunal también advierte que no existe lista de verificación para ese sitio en la Auditoría del año 2008. Véase: Auditoría Ambiental Bloque 7, noviembre de 2008, pág. 41, Tabla 3-3, y págs. 212-279 (con listas de verificación para Payamino 3 hasta Payamino 23) (**Anexo E-252**). Véase, asimismo: Réplica, ¶ 110.

521. En tercer lugar, un memorando interno redactado por Perenco en el mes de mayo de 2010 “sobre la caracterización de pendientes ambientales en Payamino 2-8” luego de una queja renovada por parte del Sr. Jungal,<sup>1038</sup> establece que “[nosotros, el Consorcio,] conocemos la verdadera dimensión del problema”, al igual que el Sr. Jungal. Continúa diciendo que el departamento de salud, seguridad y ambiente de Petroamazonas conoce la existencia de la contaminación, aunque no su ubicación y dimensión, y que el defensor del pueblo local conoce la ubicación, pero no su dimensión. Posteriormente, el memorando expone tres “soluciones posibles”, a saber, (i) remediar el sitio, (ii) mitigar el problema mediante la compra de las tierras, o (iii) desestimar cualquier pasivo.<sup>1039</sup> El memorando es bastante explícito en cuanto a esta última opción:

“- muy probablemente el Sr. Jungal nos demandará a la justicia por el delito de contaminación (esta figura ha sido ya tipificada) y pedirá indemnizaciones millonarias

- el Estado (Ministerio del Ambiente y/o Petroamazonas) nos obligará a remediar el sitio en base a sus condicionantes

- el costo ascenderá a cifras muy difíciles de estimar ahora

- el costo de imagen de Perenco va a ser también muy alto

- probablemente el Estado va a asumir que estamos escondiendo muchos más pasivos y escudriñarán el área de operaciones en busca de otros pasivos y *probablemente van a encontrar*”.<sup>1040</sup>

522. Este memorando demuestra que el Consorcio tenía conocimiento de los pasivos existentes en el pantano Jungal y estaba preocupado por ellos.<sup>1041</sup> En el año 2010, finalmente llegó a un acuerdo de conciliación con el Sr. Jungal, que contenía una cláusula de confidencialidad, por un monto de USD 110.000.<sup>1042</sup> Sólo a partir de

---

<sup>1038</sup> Carta de fecha 23 de febrero de 2010 del Sr. Jungal a Perenco (**Anexo E-268**).

<sup>1039</sup> Memorando preparado por Perenco sobre la caracterización de pendientes ambientales Payamino 2-8, mayo de 2010 (**Anexo E-269**). Véase, asimismo: 2º SMCC, ¶ 99.

<sup>1040</sup> Memorando preparado por Perenco sobre la caracterización de pendientes ambientales Payamino 2-8, mayo de 2010 (**Anexo E-269**) (énfasis agregado por el Tribunal). Véase, asimismo: 2º SMCC, ¶¶ 99-101.

<sup>1041</sup> El Sr. Saltos declaró que él se refería a pasivos históricos y que no tenía conocimiento de pasivos del Consorcio. Sin embargo, el Sr. Saltos admitió de inmediato que no estaba presente en el Bloque 7 en el momento en cuestión. Véase: Tr. (Día 4) (ESP), 1371:3-1373:4 (Contrainterrogatorio, Saltos).

<sup>1042</sup> Acuerdo entre José Daniel Jungal, Nancy Cecilia Cárdenas Hernández y el Consorcio, 11 de mayo de 2010, cláusula 2(1.1) (**Anexo CE-CC-235**).

entonces es que, el 11 de junio de 2010, el Consorcio notificó a las autoridades ecuatorianas de la existencia de contaminación en el pantano Jungal.<sup>1043</sup>

523. Estos hechos inducen al Tribunal a concluir que el Consorcio efectivamente desempeñó un rol en la causación de la condición ambiental o, al menos, en la ausencia de mitigación del daño cuando tomó conocimiento de él en los años 2005 y 2007; rol que es mucho más importante que lo que Burlington le había hecho creer al Tribunal. En consecuencia de ello, sobre la base del expediente y en ejercicio de sus facultades en la evaluación de las pruebas y la cuantificación del daño, el Tribunal arriba a la conclusión de que Burlington debe sufragar el 60 % del costo de remediación correspondiente a dicho sitio.
524. Tal como se fue mencionado *supra*, IEMS estima el área impactada en 21.600 m<sup>2</sup>, mientras que GSI acepta 15.850 m<sup>2</sup>. Más específicamente, GSI recurrió a la interpolación lineal para calcular el área impactada respecto del bario en la capa de 0-1 metros (7.460 m<sup>2</sup>),<sup>1044</sup> el área impactada respecto de TPH en la capa de 0-1 metros (13.090 m<sup>2</sup>),<sup>1045</sup> y el área impactada respecto de TPH en la capa de 1-1,5 metros (4.990 m<sup>2</sup>).<sup>1046</sup> Estas áreas se superponen parcialmente y suman un área impactada máxima de 15.850 m<sup>2</sup>.
525. Teniendo en cuenta que sólo una excedencia contiene TPH a una profundidad de 1,5 metros, el Tribunal acepta el cálculo por parte de GSI del área impactada respecto de TPH en la capa de 1-1,5 metros, a saber, 4.990 m<sup>2</sup>,<sup>1047</sup> lo que representa un volumen total de 4.990 m<sup>3</sup> de suelo a remediarse en la capa de 1-2 metros. En vista de los niveles de TPH y bario provenientes de muestras limpias, el Tribunal también coincide con la delineación por parte de GSI del área impactada de la capa de 0-1 metros, considerando que GSI extendió las áreas eventualmente impactadas en 20 metros más al norte de las muestras de Walsh, que, a su vez, están más al norte de las muestras de IEMS (véase figura en el párrafo 514).<sup>1048</sup> No obstante, de conformidad con su enfoque general expuesto anteriormente (sección 4.4.3.c), el Tribunal amplía el área impactada máxima de GSI de 15.850 m<sup>2</sup> a

---

<sup>1043</sup> Carta de fecha 11 de junio de 2010 de Perenco al Ministro del Ambiente (**Anexo E-261**).

<sup>1044</sup> GSI IP1, Ap. L, Adj. L.15.E, Tabla L.15.E.1, Figuras L.15.E.A.1.A, L.15.E.A.1.B y L.15.E.B.1.

<sup>1045</sup> *Id.*, Adj. L.15.E, Tabla L.15.E.1, Figuras L.15.E.A.2 y L.15.E.B.2.

<sup>1046</sup> *Id.*, Adj. L.15.E, Tabla L.15.E.1, Figuras L.15.E.A.3 y L.15.E.B.3.

<sup>1047</sup> *Id.*, Figura L.15.E.B.3.

<sup>1048</sup> *Id.*, Figura L.15.8.

17.000 m<sup>2</sup> a fin de tener en cuenta la excedencia de cadmio relativamente elevada en el punto de muestra 07-PAY28-SDB8-R.

526. A la luz de lo que antecede y de su metodología al momento de evaluar los costos de remediación (sección 4.5.2), el volumen total de suelo contaminado es de 21.990 m<sup>3</sup> y el costo total de remediación, incluida una contingencia del 30 % (véase el párrafo 428), asciende a USD 8.576.100, del cual Burlington pagará el 60 %, es decir, **USD 5.145.660** respecto de Payamino 2/8.

**o. Payamino 3**

527. Ecuador reclama USD 2.207.021 a fin de remediar 2.453,10 m<sup>3</sup> de suelo proveniente de un área impactada estimada en 1.258 m<sup>2</sup>.<sup>1049</sup> Burlington niega toda responsabilidad, en tanto la supuesta excedencia de bario se encuentra ubicada en una piscina y todas las demás excedencias se relacionan con descargas de perforación anteriores al Consorcio en el año 1987.<sup>1050</sup>
528. Dejando de lado el suelo de las piscinas, no hay ninguna excedencia fuera de la plataforma bajo ninguno de los criterios regulatorios.<sup>1051</sup> En la plataforma, hay una alta excedencia de TPH (10.364 mg/kg) en el ángulo sur “*en una zona cercana a un acopio de suelo*”.<sup>1052</sup> No hay indicio alguno de que la excedencia se deba a actividades de perforación anteriores al Consorcio.<sup>1053</sup> Ecuador también señaló el hecho de que no se recogieron muestras en ese sitio a efectos de la auditoría del año 2008,<sup>1054</sup> si bien la auditoría destacó que la plataforma carecía de dispositivos anticontaminación, tales como cunetas perimetrales y trampas de grasa.<sup>1055</sup>
529. Sobre esta base y por vía de referencia a su metodología explicada *supra* (secciones 4.4.3.c y 4.5.2), el Tribunal acepta que Burlington es responsable de remediar esta área, la cual se establece en 80 m<sup>2</sup> y 2 metros de profundidad, lo que

<sup>1049</sup> Adjunto Revisado 35 del IEMS IP4 (Excel), fila 53 (**Anexo E-500**). Compárese con: IEMS IP3, Anexo C, Payamino 3, pág. 10; IEMS IP4, Adj. 38, Payamino 3, pág. 11.

<sup>1050</sup> Dúplica, ¶ 267. Véase, asimismo: GSI IP1, Ap. L, Figuras L.16.3 y L.16.4.

<sup>1051</sup> IEMS IP4, Ap. 38, Payamino 3, págs. 6-9; GSI IP1, Ap. L, Tabla L.16.1; GSI IP2, Ap. D, Tabla D.3, pág. 26.

<sup>1052</sup> Réplica, ¶ 195(vii).

<sup>1053</sup> Muestra 7-PAY-03-79-MS-A-1,5m. Véase: GSI IP2, Ap. D, Tabla D.3, pág. 26.

<sup>1054</sup> 2º SMCC, ¶ 220.

<sup>1055</sup> 2º SMCC, ¶ 376; Auditoría Ambiental Bloque 7 del año 2008, Anexo D, Payamino 3, págs. 3, 5 (“Descarga directa de efluentes sin tratamiento – No existen trampas de grasa”)(**Anexo E-252**).

equivale a volumen total de suelo de 160 m<sup>3</sup>. Con una contingencia del 20 % (véase el párrafo 428), el costo total asciende a **USD 57.600** respecto de Payamino 3.

**p. Payamino 4**

530. Ecuador reclama USD 20.502.145 a efectos de la remediación de 20.529,60 m<sup>3</sup> de suelo que cubre un área impactada de 10.807 m<sup>2</sup>.<sup>1056</sup> Burlington acepta que 510 m<sup>2</sup> se ven afectados y 730 m<sup>3</sup> requieren remediación por un monto estimado de USD 261.000.<sup>1057</sup> Argumenta, sin embargo, que Ecuador “*ignora los antecedentes operativos del sitio*”, y hace referencia a las descargas de lodos de perforación a base de petróleo por parte de CEPE en la piscina sin revestimiento al oeste de la plataforma.<sup>1058</sup> Más específicamente, Burlington alega que dos áreas conforman los 510 m<sup>2</sup> afectados, a saber, 230 m<sup>2</sup> en el Área 1MT (PA04) correspondientes a 230 m<sup>3</sup> de suelo y un costo de USD 82.000, y 280 m<sup>2</sup> en el Área 1MT (PA14) correspondientes a 500 m<sup>3</sup> y un costo de USD 179.000.<sup>1059</sup> De hecho, el Área 1MT (PA14) es más cercana a Payamino 14, dado que se encuentra al otro lado de un arroyo que fluye a lo largo de la plataforma Payamino 14, aunque Burlington afirma que las excedencias en esa zona derivan de la filtración de la piscina Payamino 4.<sup>1060</sup> Por último, GSI indica que las excedencias en el Área 1MT (PA04) fueron causadas por residuos de petróleo provenientes de un derrame de agua de producción que data del año 1997.<sup>1061</sup>
531. Las siguientes figuras ilustran las locaciones de muestreo de IEMS<sup>1062</sup> y de GSI<sup>1063</sup> en Payamino 4:

<sup>1056</sup> Adjunto Revisado 35 del IEMS IP4 (Excel), fila 40 (**Anexo E-500**). Compárese con: IEMS IP3, Anexo C, Payamino 4, pág. 25; IEMS IP4, Adj. 38, Payamino 4, págs. 27-28; 2º SMCC, ¶ 221; Réplica, ¶ 195(viii); Alegato de Cierre de Ecuador, Diapositiva 115; R-EPA, ¶ 275.

<sup>1057</sup> GSI IP1, Ap. L.17, pág. 6 y Figura L.17.8; GSI IP2, Tablas 1 y 3.

<sup>1058</sup> CMCC, ¶¶ 464-466; Dúplica, ¶ 266; Saltos DT1, ¶ 262; GSI IP1, Ap. L.17, pág. 3.

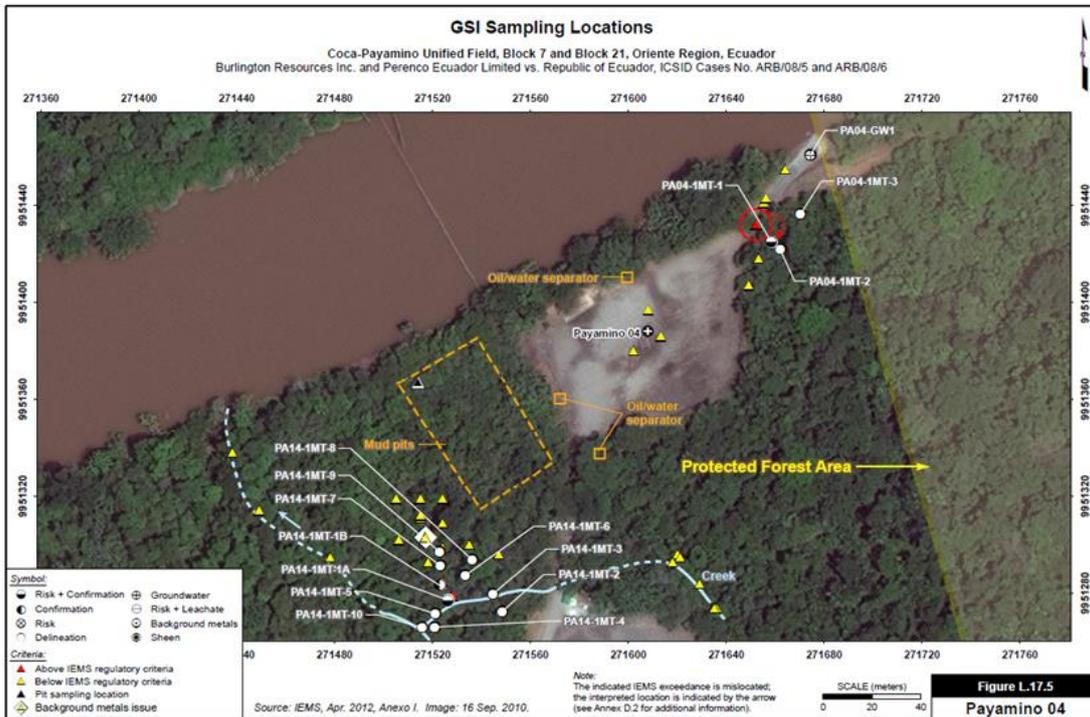
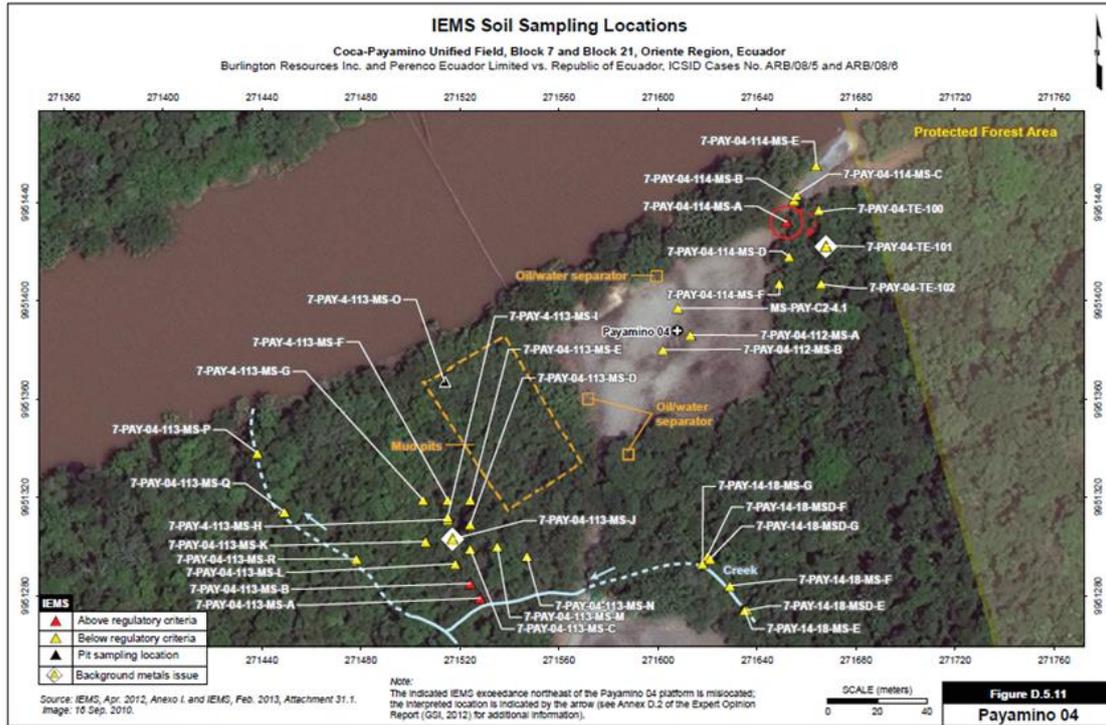
<sup>1059</sup> En el Área 1MT (PA04), GSI calculó respecto del barío un área impactada de 40 m<sup>2</sup> y respecto de TPH un área impactada de 230 m<sup>2</sup> en la capa de 0-1 metros. Ambas áreas se superponen totalmente. En el Área 1MT (PA14), GSI calculó respecto de TPH un área impactada de 280 m<sup>2</sup> en la capa de 0-1 metros, 190 m<sup>2</sup> en la capa de 1-2 metros y 30 m<sup>2</sup> en la capa de 2-3 metros, lo que suma un total de 500 m<sup>3</sup>. GSI también calculó respecto de barío un área impactada de 10 m<sup>2</sup>, en la capa de 1-2 metros que se superpone completamente con el área impactada correspondiente a TPH. GSI IP1, Ap. L.17, Adj. L.17.E, Figuras L.17.E.A.1 a L.17.E.A.5, L.17.E.B.1 a L.17.E.B.5; GSI IP2, Tabla 4.

<sup>1060</sup> CMCC, ¶ 465; GSI IP2, Tabla 4.

<sup>1061</sup> GSI IP2, Tabla 4.

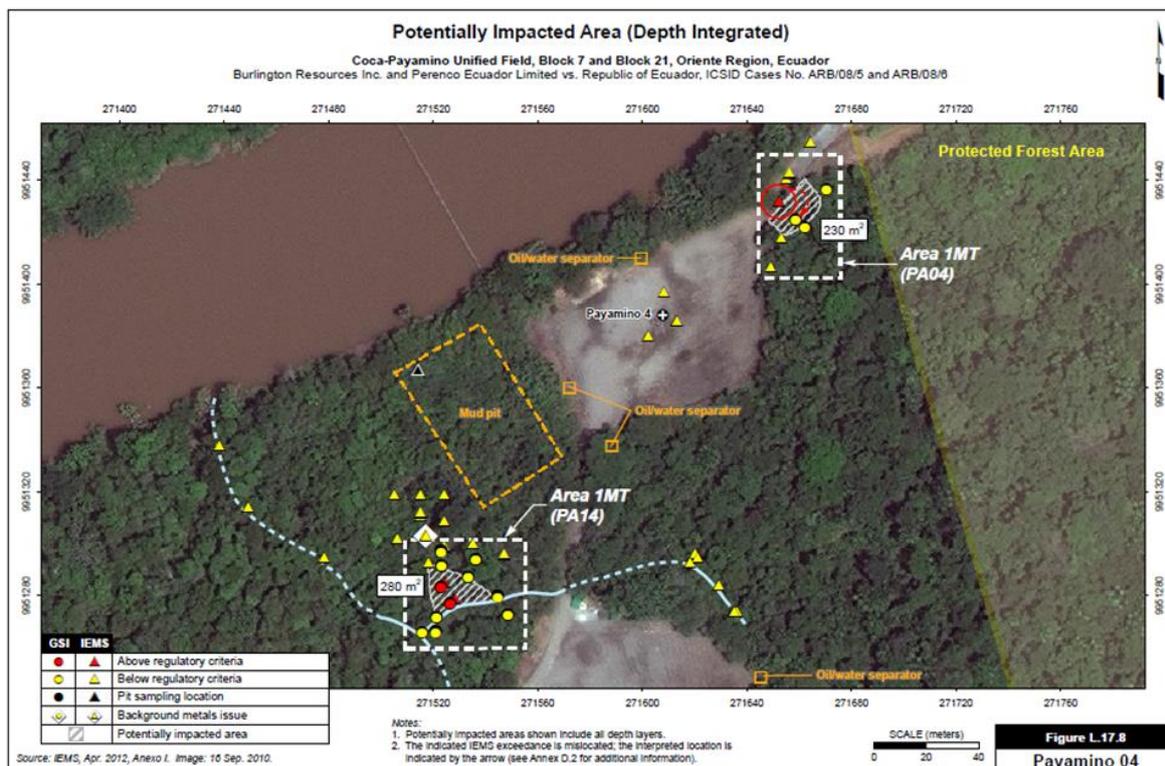
<sup>1062</sup> *Id.*, Ap. D, Figura D.5.11.

<sup>1063</sup> GSI IP1, Ap. L, Figura L.17.5.



532. La contaminación en las Áreas 1MT (PA04) y 1MT (PA14) delineadas por GSI consta del siguiente modo:<sup>1064</sup>

<sup>1064</sup> *Id.*, Figura L.17.8.



533. Por vía de referencia a su enfoque hacia el uso del suelo (véase 4.3.2.c *supra*), puesto que la plataforma Payamino 4 es inmediatamente adyacente a un área protegida y al río Payamino, el Tribunal aplica los criterios de uso del suelo de ecosistema sensible a las locaciones fuera de la plataforma.<sup>1065</sup> Los resultados de muestreo no revelan excedencias en la plataforma. Hay una locación de muestra de IEMS en el Área 1MT (PA04) con un elevado nivel de TPH (12.839 mg/kg), así como niveles de bario y cadmio que superan los criterios regulatorios.<sup>1066</sup> Una locación de muestra de GSI también revela excedencias de TPH.<sup>1067</sup> Asimismo, hay diversas excedencias de cadmio.<sup>1068</sup>

534. Los resultados de la muestra revelan una situación alarmante en el Área 1MT (PA14), donde hay numerosas excedencias de criterios normativos de TPH, bario,

<sup>1065</sup> GSI admite que los bosques primarios son inmediatamente adyacentes al este de la plataforma. Además, el Tribunal destaca que GSI también admite que el área al oeste sólo fue “despejada recientemente” y que las imágenes satelitales del año 2010 muestran el área con bosques tupidos. GSI IP1, Ap. L.17.1, pág. 7 y Figura L.17.2.

<sup>1066</sup> Muestra 7-PAY-04-114-MS-A-1,0. GSI IP2, Ap. D, Tabla D.3, pág. 28.

<sup>1067</sup> Muestras PA04-1MT-1-(0.7-1.0) y PA04-1MT-1-(0.7-1.0)Dup. GSI IP1, Ap. L, Tablas L.17.3, L.17.4 y L.17.5.

<sup>1068</sup> Muestras 7-PAY-04-114-MS-A-0,5, 7-PAY-04-114-MS-A-1,0, 7-PAY-04-114-MS-A-1,5, 7-PAY-04-114-MS-B-1,5, 7-PAY-04-114-MS-C-1,5, 7-PAY-04-114-MS-D-0,5, 7-PAY-04-114-MS-D-1,5, 7-PAY-04-114-MS-D8, 7-PAY-04-114-MS-E-0,5, 7-PAY-04-114-MS-E-1,5, y 7-PAY-04-114-MS-F-0,5. GSI IP2, Ap. D, Tabla D.3, pág. 28.

cadmio, plomo, níquel y vanadio.<sup>1069</sup> El nivel máximo de TPH es de 124.872 mg/kg,<sup>1070</sup> y que el nivel máximo de vanadio es de 514 mg/kg.<sup>1071</sup> Parece además que el arroyo adyacente a estas excedencias y que desemboca en el río Payamino también se ve afectado en dos locaciones por excedencias de cadmio.<sup>1072</sup>

535. En vista de la proximidad de Payamino 4 y Payamino 14/20/24 y del hecho de que el Área 1MT (PA14) es cercana a ambas plataformas, el Tribunal revisó los antecedentes operativos de ambos sitios de forma conjunta. Los antecedentes de derrames recopilados por GSI respecto de Payamino 4 revelan un derrame de 12 barriles de crudo en el año 1994 en un tanque “frac” y un derrame de 7 barriles de crudo en el año 1995 en la bomba de transferencia.<sup>1073</sup> GSI también mencionó sin proporcionar material probatorio de respaldo, la presencia de residuo de crudo remanente de un derramo de agua en el año 1997.<sup>1074</sup> El expediente también demuestra que el Consorcio llevó a cabo un reacondicionamiento en el año 2005 en el pozo Payamino 4, el cual involucró el uso de químicos.<sup>1075</sup> Asimismo, GSI hizo referencia a un derrame de agua de producción sin reportar en una fecha no especificada durante la operatoria del Consorcio, el cual ocurrió al oeste del ángulo noreste de la plataforma “*cuando un contratista estaba reubicando una antigua línea de descarga de agua de producción*”.<sup>1076</sup> Según GSI, Perenco sólo supo de

---

<sup>1069</sup> GSI IP1, Ap. L, Tablas L.17.1, L.17.3, L.17.4 y L.17.5; GSI IP2, Ap. D, Tabla D.3, págs. 26-28. El Tribunal acepta las explicaciones de GSI acerca de la ubicación correcta de la muestra 7-PAY-04-113-MS-B en la zona del arroyo al oeste de Payamino 4. Véase: GSI IP1, Ap. D, Anexo D.2, pág. 2.

<sup>1070</sup> Muestra de IEMS 7-PAY-04-113-MS-A-0,2. GSI IP2, Ap. D, Tabla D.3, pág. 27. Véase, asimismo: Muestra de confirmación de suelos de GSI PA14-1MT-1B-(0.0-0.2) con un nivel de TPH de 124.057 mg/kg. GSI IP1, Ap. L, Tabla L.17.4.

<sup>1071</sup> Muestra de IEMS 7-PAY-04-113-MS-J-0,5. DSI IP2, Ap. D, Tabla D.3, pág. 27.

<sup>1072</sup> Muestras 7-PAY-04-113-MS-P-0,5, 7-PAY-04-113-MS-P-1,5, 7-PAY-04-113-MS-P-2,5 y 7-PAY-04-113-MS-Q-0,5. GSI IP2, Ap. D, Tabla D.3, págs. 27-28. El Tribunal acepta las explicaciones de GSI acerca de la ubicación correcta de la muestra 7-PAY-04-113-MS-Q. Véase: GSI IP1, Ap. D, Anexo D.2, pág. 1.

<sup>1073</sup> GSI IP1, Ap. B.3 y Ap. L.17, pág. 1.

<sup>1074</sup> GSI IP2, Tabla 4.

<sup>1075</sup> Reacondicionamientos de Pozos en Bloques 7 y 21 de años 1992 a 2012, Payamino 4, Reacondicionamiento # 13, septiembre de 2005, pág. 4 (**Anexo E-573**).

<sup>1076</sup> GSI IP1, Ap. L.17, pág. 3. Si bien GSI afirmó que el lugar del derrame se encuentra al “oeste del ángulo noroeste de la plataforma”, GSI posteriormente se refirió al mismo lugar de derrame en relación a una antigua línea de agua de producción “ubicada justo al este de la ruta” y a la muestra de IEMS 7-PAY-04-114-MS-A-1.0, que aclara que GSI en realidad aludía al ángulo noreste de la plataforma.

este derrame más adelante y fue informado “*que el contratista cubrió la zona del derrame con tierra limpia*”.<sup>1077</sup>

536. En lo que respecta a la plataforma Payamino 14/20/24, el expediente revela un derrame de 4,8 barriles de diésel en el año 2000 en Payamino 14. Además, el Sr. Saltos confirmó que Payamino 14 era un pozo en *stand by* perforado por operadores anteriores que el Consorcio puso en funcionamiento nuevamente, en particular, mediante el reacondicionamiento del pozo.<sup>1078</sup> También hay indicios de descarga de efluentes diluidos por parte del operador anterior Kerr McGee en el río Payamino durante el taponamiento de piscinas de Payamino 24 en el año 2002.<sup>1079</sup>
537. Con respecto al Área 1MT (PA04), el Tribunal resalta que GSI no ofrece prueba respaldatoria alguna en sustento de su afirmación de que un derrame de agua de producción en el año 1997 causó las excedencias.<sup>1080</sup> El hecho de que aparentemente Perenco tuvo conocimiento de un segundo derrame de agua sin fecha determinada, el cual fue simplemente cubierto con tierra limpia, y que dejó la situación sin remediar, confirma la presunción de que el Consorcio causó las excedencias en el ángulo noreste de la plataforma. Por último, teniendo en cuenta la distancia entre el Área 1MT (PA04) y Payamino 24, no hay indicios de que las descargas de efluentes diluidos por parte de Kerr McGee en el año 2002 en relación con el taponamiento de piscinas de Payamino 24 afectara el ángulo noreste de la plataforma Payamino 4. Por consiguiente, el Tribunal arriba a la conclusión de que Burlington no refutó la presunción de que causó el daño.
538. El área impactada en el Área 1MT (PA04) comprende cinco locaciones de muestreo,<sup>1081</sup> cada una de las cuales representa 200 m<sup>2</sup>, por una superficie total de 1000 m<sup>2</sup>. La contaminación alcanza una profundidad de 2 metros respecto de todas

---

<sup>1077</sup> *Ibid.*

<sup>1078</sup> Tr. (Día 4) (ESP), 1297:22-1298:6 (Contrainterrogatorio, Saltos). Véase, asimismo: Payamino 14 – Antecedentes de Pozos, 1994-2002 (**Anexo C-391**).

<sup>1079</sup> El reporte de taponamiento del año 2002 reza lo siguiente: “Los análisis de laboratorio indicaron que el agua del Río Payamino después del sitio de descarga, se encontraba en parámetros similares al sitio anterior al sitio de descarga, por lo que se autorizó a descargar el agua de la piscina a un caudal no mayor a 1 litro por segundo. Esto se realizó por medio de un sifón de 1” desde la piscina al río desde el 8 de Octubre”. Informe final de los trabajos de taponamiento de las piscinas de lodo del pozo Payamino 24, realizado por Cerecons para Kerr McGee, febrero de 2002, pág. 5 (**Anexo E-361**).

<sup>1080</sup> GSI IP2, Tabla 4.

<sup>1081</sup> El Tribunal subraya que la revisión por parte de GSI de las coordenadas de IEMS de la muestra 7-PAY-04-114-MS-A no cambia la magnitud del área impactada. Véase: GSI IP1, Ap. D, Anexo D.2, pág. 31.

las locaciones, con excepción de una en la que sólo se ha confirmado contaminación en la primera capa de 1 metro. En consecuencia, el volumen total de suelo que debe remediarse es de 1.800 m<sup>3</sup> y, considerando una contingencia del 30% (véase el párrafo 428), el costo total asciende a **USD 702.000**.

539. En cuanto al Área 1MT (PA14), Burlington especula que “[e]n vista de la presencia de estos lodos aceitosos a base de diésel y la falta de revestimiento, lodos de perforación con contenido de petróleo podrían fácilmente haberse filtrado y haber contaminado el suelo circundante”.<sup>1082</sup> Sin embargo, el Tribunal advierte que Burlington no ofrece prueba alguna en sustento de su alegación de que la piscina Payamino 4 había filtrado. No realizó pruebas y su perito, GSI, observa, muy por el contrario, que “[e]n función de las observaciones de campo, si se trataba de una antigua piscina, era correcto taponarla”.<sup>1083</sup> Por lo tanto, el Tribunal sostiene que la condición de la piscina es neutral respecto de la presunción de causalidad.
540. Por un lado, las pruebas de las descargas de efluentes diluidos realizadas por Kerr McGee durante el taponamiento de la piscina Payamino 24 podrían servir para refutar la presunción de causalidad. Por el otro, el hecho de que el Consorcio pusiera en servicio nuevamente el pozo en *stand by* Payamino 14 y, por ende, llevara a cabo reacondicionamientos del pozo, sugiere que el Consorcio también causó la condición ambiental al norte de la plataforma Payamino 14/20/24, en la zona correspondiente al Área 1MT (PA14);<sup>1084</sup> ello refuerza la presunción. En tales circunstancias, el Tribunal opina que Burlington refutó parcialmente la presunción. En tanto Burlington tiene la carga de refutar la causalidad, el Tribunal resuelve que el Consorcio deberá sufragar la mitad del costo de remediación correspondiente al Área 1MT (PA14).
541. En cuanto a la magnitud de la contaminación, con arreglo a su enfoque general (sección 4.4.3.c), el Tribunal aumenta la delineación de GSI alrededor de las muestras IEMS 7-PAY-04-113-MS-A y 7-PAY-04-113-MS-B de 280 m<sup>2</sup> a 300 m<sup>2</sup>, a efectos de remediar la otra orilla del arroyo. Asimismo, dado el alto nivel de la excedencia de vanadio, el Tribunal agrega un área impactada de 300 m<sup>2</sup> alrededor de la excedencia de vanadio y de 200 m<sup>2</sup> alrededor de cada una de las tres

---

<sup>1082</sup> CMCC, ¶ 465.

<sup>1083</sup> GSI IP1, Ap. L.17, Payamino 4, pág. 3.

<sup>1084</sup> Reacondicionamientos de Pozos en Bloques 7 y 21 de años 1992 a 2012, Payamino 14, Reacondicionamiento # 9 Payamino 14, agosto de 2008 (**Anexo E-573**).

excedencias de cadmio adicionales.<sup>1085</sup> Por lo tanto, el área impactada total en el Área 1MT (PA14) es de 1.200 m<sup>2</sup>.

542. El volumen de suelo correspondiente al área delineada por GSI e incrementada por el Tribunal es de 900 m<sup>3</sup>. Alrededor de la excedencia de vanadio es de 300 m<sup>3</sup> y, respecto de las tres excedencias de cadmio adicionales, es de 1.000 m<sup>3</sup>.<sup>1086</sup> En consecuencia, el volumen total de suelo representa 2.200 m<sup>3</sup>. Por consiguiente, teniendo en cuenta una contingencia del 30 % (véanse el párrafo 428 y, más en general, la sección 4.5.2), el costo total a efectos de la remediación de excedencias en el Área 1MT (PA14) y en sus alrededores asciende al monto de USD 858.000, del cual Burlington deberá pagar **USD 429.000**.

543. En síntesis, el costo total de remediación a cargo de Burlington respecto de Payamino 4 es de **USD 1.131.000**.

#### q. Payamino 5

544. Bajo su posición regulatoria, Ecuador reclama USD 4.908.735 a fin de limpiar un área de 1.600 m<sup>2</sup> y un volumen de suelo de 5.375,50 m<sup>3</sup>.<sup>1087</sup> Por el contrario Burlington sostiene que no hay excedencias en dicho sitio al aplicar los criterios regulatorios correctos y que, de existir, estarían relacionadas con las actividades de perforación anteriores al Consorcio.<sup>1088</sup>

545. Dejando de lado el suelo de las piscinas,<sup>1089</sup> no hay ninguna excedencia en Payamino 5 bajo ninguno de los criterios regulatorios.<sup>1090</sup> Por ende, no se justifica remediación alguna en este sitio, y la reclamación de Ecuador con respecto al suelo externo a las piscinas es desestimada.

---

<sup>1085</sup> Locaciones de muestreo 7-PAY-04-113-MS-N, 7-PAY-04-113-MS-P y 7-PAY-04-113-MS-Q.

<sup>1086</sup> La muestra 7-PAY-04-113-MS-P presenta niveles de cadmio que superan los criterios normativos a una profundidad de 3 metros. Las demás locaciones de muestreo revelan excedencias de cadmio en la primera capa de 1 metro. GSI IP2, Ap. D, Tabla D.3, págs. 27-28.

<sup>1087</sup> Adjunto Revisado 35 del IEMS IP4 (Excel), fila 41 (**Anexo E-500**). Compárese con: IEMS IP3, Anexo C, Payamino 5, pág. 25; IEMS IP4, Adj. 38, Payamino 5, pág. 26; 2º SMCC, ¶ 222.

<sup>1088</sup> Dúplica, ¶ 267. Véase, asimismo: GSI IP1, Ap. L, Figura L.18.4.

<sup>1089</sup> Tal como se advertirá en el párrafo 8843 *infra*, Burlington acepta sufragar los costos de taponamiento de dos piscinas abiertas sin usar al este y sureste de la plataforma Payamino 5, por un costo total de USD 47.000. Véase: GSI IP2, Tabla 3.

<sup>1090</sup> IEMS IP3, Anexo C, Payamino 5, págs. 11-23; IEMS IP4, Adj. 38, Payamino 5, págs. 10-24; GSI IP1, Ap. L, Tabla L.18.1, y Figuras L.18.3 y L.18.4; GSI IP2, Ap. D, Tabla D.3, págs. 28-30.

#### r. Payamino 10

546. Ecuador reclama USD 1.651.792 a fin de limpiar un área de 584,14 m<sup>2</sup> y un volumen de 1.816,10 m<sup>3</sup>.<sup>1091</sup> Burlington responde que cualquier excedencia se relaciona con las actividades de perforación de operadores anteriores.<sup>1092</sup>
547. En función de su metodología (sección 4.3.2.c) y, por ende, aplicando los criterios de uso del suelo de ecosistema sensible<sup>1093</sup> (dejando de lado el suelo de las piscinas por el momento), el Tribunal identificó dos excedencias de bario fuera de la plataforma en dicho sitio;<sup>1094</sup> una en el extremo sureste de la plataforma<sup>1095</sup> y la otra al norte de la plataforma.<sup>1096</sup>
548. El pozo Payamino 10 fue perforado por Oryx en el mes de marzo de 1993, y las dos piscinas en dicho sitio fueron taponadas en el mes de junio de 1993.<sup>1097</sup> Aunque no hay pruebas de derrames en ese sitio,<sup>1098</sup> el expediente demuestra que el Consorcio convirtió a Payamino 10 en un pozo de inyección en el año 2006 y, por ende, llevó a cabo reacondicionamientos en dicho sitio, lo que podría explicar la presencia de bario.<sup>1099</sup> Por consiguiente, el Tribunal concluye que Burlington no ha satisfecho la carga de refutar la presunción de que el Consorcio causó las excedencias observadas.

---

<sup>1091</sup> Adjunto Revisado 35 del IEMS IP4 (Excel), fila 43 (**Anexo E-500**). Compárese con: IEMS IP3, Anexo C, Payamino 10 Corregido, pág. 14; 2º SMCC, ¶ 225.

<sup>1092</sup> Dúplica, ¶ 267.

<sup>1093</sup> GSI admite la plataforma se halla rodeada por bosques secundarios. GSI IP1, Ap. L.21, pág. 5.

<sup>1094</sup> IEMS IP3, Anexo C, Payamino 10 Corregido, págs. 8-11; GSI IP1, Ap. L, Tabla L.21.1 y Figuras L.21.3 y L.21.4; GSI IP2, Ap. D, Tabla D.3, págs. 32-33.

<sup>1095</sup> Muestra 07-PAY10-SDV4-R.

<sup>1096</sup> Muestra 07-PAY10-SDD2-R. El Tribunal desestima la explicación de GSI según la cual esta muestra fue tomada en la piscina de lodo en el ángulo norte de la plataforma. GSI indicó que una muestra con una ID de muestra coincidente (es decir, SDD) se encuentra ubicada en el ángulo noroeste de la plataforma, lo que es correcto, pero hay otra muestra con una ID de muestra coincidente en el extremo sur de la plataforma. Además, el mapa de IEMS incluido en el Anexo C revela una muestra tomada en una locación fuera de la plataforma al norte de la plataforma. Véase: IEMS IP3, Anexo C Corregido, Payamino 10, pág. 13; GSI IP1, Ap. D, Anexo D.2, pág. 16.

<sup>1097</sup> GSI IP2, Ap. B.5; Alegato de Apertura de Ecuador, Anexo Demostrativo 2 – Cronograma de piscinas de lodo en los Bloques 7 y 21 hasta el año 2009, línea 23 (**Anexo E-563**).

<sup>1098</sup> GSI IP1, Ap. B.3; Saltos DT1, Anexo A; Solís DT2, ¶ 76.

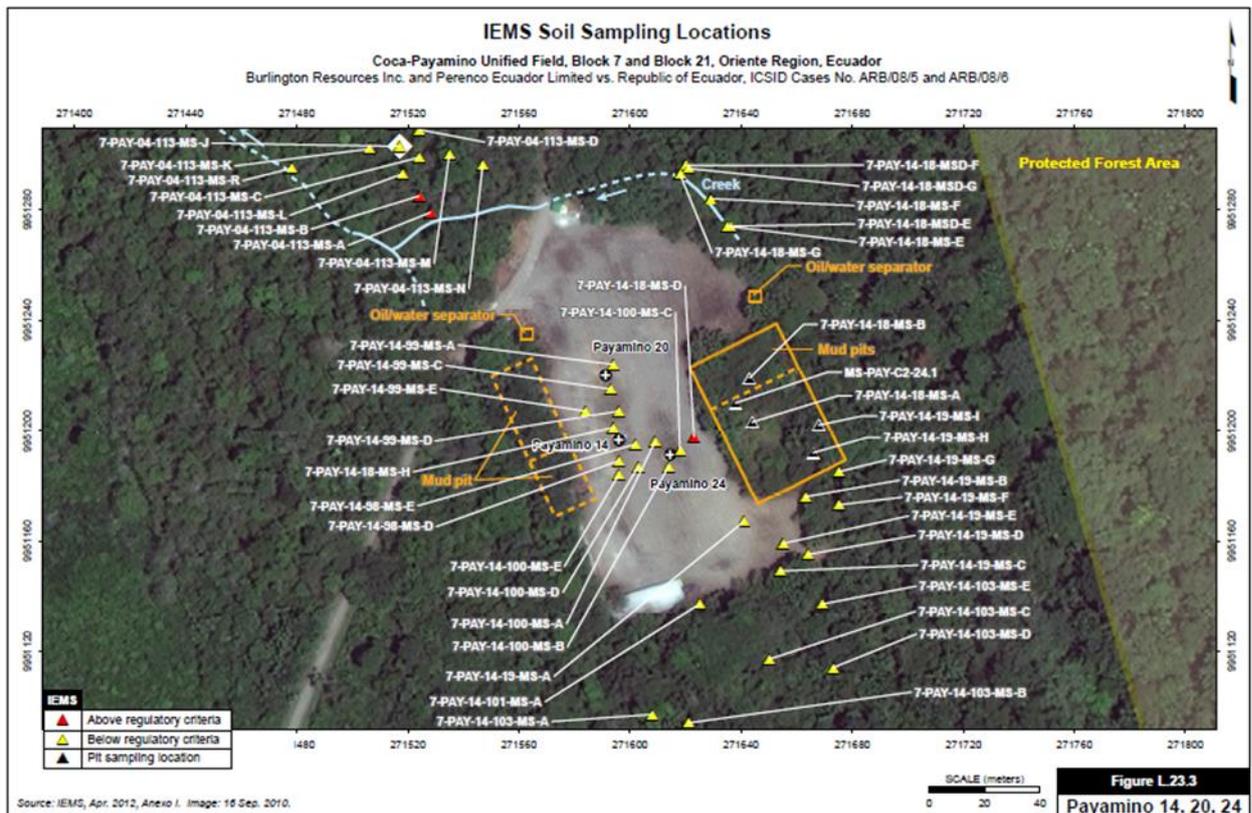
<sup>1099</sup> En principio, Payamino 10 fue puesto en servicio por Oryx como pozo de producción, pero el Consorcio lo convirtió en pozo de inyección en el año 2006. GSI IP2, Tabla B.4; Reacondicionamientos de Pozos en Bloques 7 y 21 de años 1992 a 2012, Payamino 10, Completación y pruebas Payamino 10, febrero de 2006, y Reacondicionamiento # 1 Payamino 10, julio de 2007 (**Anexo E-573**). Véase, asimismo: R-ESPV, ¶ 200.

549. El área impactada es de 400 m<sup>2</sup>. Puesto que ambas locaciones muestran excedencias que alcanzan los 3 metros de profundidad, la cantidad de suelo que ha de recuperarse es de 1.200 m<sup>3</sup>, lo que asciende a un costo total de **USD 468.000** respecto de Payamino 10, el cual incluye una contingencia del 30 % (véase el párrafo 428).

**s. Payamino 14/20/24**

550. Ecuador reclama USD 32.089.153 a fin de remediar 32.164 m<sup>3</sup> de suelo que cubre un área de 18.647 m<sup>2</sup>.<sup>1100</sup> Burlington controvierte toda responsabilidad por este sitio.<sup>1101</sup>

551. Las siguientes figuras ilustran las locaciones de muestreo de IEMS<sup>1102</sup> y de GSI<sup>1103</sup> en Payamino 14/20/24:

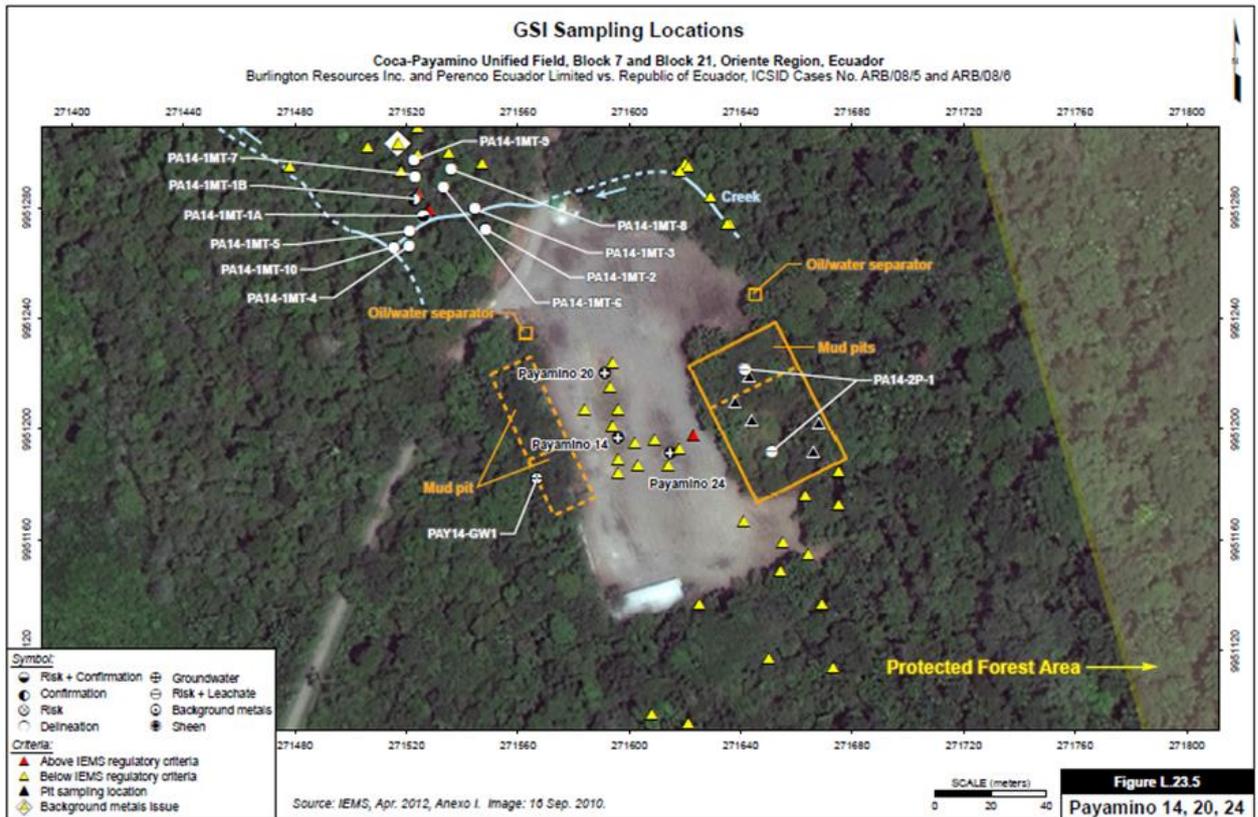


<sup>1100</sup> Adjunto Revisado 35 del IEMS IP4 (Excel), fila 45 (**Anexo E-500**). Compárese con: IEMS IP3, Anexo C, Payamino 14/20/24, págs. 28-29; IEMS IP4, Adj. 38, Payamino 14/20/24, págs. 28-29; 2º SMCC, ¶¶ 228-229.

<sup>1101</sup> GSI IP2, Tabla 3.

<sup>1102</sup> GSI IP1, Ap. L, Figura L.23.3.

<sup>1103</sup> *Id.*, Figura L.23.5.



552. El Tribunal ya trató algunos aspectos de Payamino 14/20/24 en su análisis de Payamino 4, más específicamente, en relación con el Área 1MT (PA14). Destacó que Payamino 14 era un pozo en *stand by* que el Consorcio había puesto en funcionamiento y comprendía reacondicionamientos.<sup>1104</sup> También resaltó que había habido un derrame de 4,8 barriles de diésel en el año 2000 y descargas de efluentes diluidos en el año 2002 durante las operaciones de Kerr McGee.<sup>1105</sup>
553. Los resultados de muestreo revelan una excedencia de bario en la plataforma.<sup>1106</sup> Conforme a su enfoque hacia el uso del suelo (sección 4.3.2.c) y como consecuencia de los criterios de ecosistema sensible aplicables a las locaciones fuera de la plataforma<sup>1107</sup> (dejando de lado el suelo de las piscinas por el momento),

<sup>1104</sup> Tr. (Día 4) (ESP), 1297:22-1298:6 (Contrainterrogatorio, Saltos); R-EPA, ¶ 721.

<sup>1105</sup> GSI IP1, Ap. B.3; Informe final de los trabajos de taponamiento de las piscinas de lodos del pozo Payamino 24, realizado por Cerecons para Kerr McGee, febrero de 2002, pág. 5 (**Anexo E-361**).

<sup>1106</sup> Muestra 7-PAY-14-18-MS-D. Véanse: IEMS IP4, Adj. 38, Payamino 14/20/24, pág. 19; GSI IP1, Ap. L, Tabla L.23.1 y Figura L.23.3; GSI IP2, Ap. D, Tabla D.3, pág. 35.

<sup>1107</sup> Al igual que Payamino 4, Payamino 14/20/24 es adyacente a un bosque protector designado en virtud del SNAP y cercano al río Payamino. Además, GSI admite que la plataforma se halla rodeada por bosques secundarios. GSI IP1, Ap. L.23.1, pág. 7 y Figura L.32.2.

las muestras revelan tres locaciones con excedencias de cadmio,<sup>1108</sup> una de las cuales también presenta una excedencia de bario.<sup>1109</sup> Más específicamente, dos excedencias se encuentran ubicadas en el extremo sur de la plataforma<sup>1110</sup> y otras dos están situadas al noreste de la plataforma a lo largo del arroyo que desemboca en el río Payamino.<sup>1111</sup> Puesto que se trata de excedencias de metales pesados, parecen no tener relación con el derrame de diésel del año 2000. Asimismo, debido a su ubicación, las excedencias situadas más allá del extremo sur de la plataforma parecen no tener relación con las descargas de efluentes del año 2002 que llegaron al río Payamino.

554. En tanto la prueba documental obrante en el expediente demuestra<sup>1112</sup> que el Consorcio llevó a cabo reacondicionamientos en el pozo Payamino 14, tal como lo confirmó el Sr. Saltos,<sup>1113</sup> el Tribunal concluye que Burlington no refutó la presunción de causalidad con respecto a las excedencias en la plataforma y más allá del extremo sur de la plataforma.
555. Considerando las descargas de efluentes por parte de Kerr McGee en el año 2002 y los reacondicionamientos que llevó a cabo el Consorcio respecto del pozo Payamino 14, el Tribunal sostiene que Burlington refutó parcialmente la presunción en cuanto a las excedencias al noreste de la plataforma a lo largo del arroyo que desemboca en el río Payamino, y resuelve que el Consorcio deberá sufragar la mitad del costo de remediación correspondiente a estas excedencias.
556. Teniendo en cuenta, por un lado, los niveles relativamente bajos de excedencias de algunas muestras y, por el otro, el hecho de que otras muestras están cerca de un área protegida o en las inmediaciones de un arroyo, el Tribunal determina que el área impactada total es de 560 m<sup>2</sup><sup>1114</sup> y que el volumen total de suelo a ser

---

<sup>1108</sup> IEMS IP4, Adj. 38, Payamino 14/20/24, págs. 12-13; GSI IP1, Ap. L, Tabla L.23.1; GSI IP2, Ap. D, Tabla D.3, págs. 34-36.

<sup>1109</sup> Muestra 7-PAY-14-18-MSD-E-0,5.

<sup>1110</sup> Muestras 7-PAY-14-101-MS-A-0,5, 7-PAY-14-101-MS-A-1,5 y 7-PAY-14-103-MS-E-1,5.

<sup>1111</sup> Muestras 7-PAY-14-18-MSD-E-0,5 y 7-PAY-14-18-MS-E-0,5.

<sup>1112</sup> Al llevar a cabo el reacondicionamiento # 9, el Consorcio cambió de zona pasando del reservorio Upper Hollin al reservorio Napo "U", mediante una nueva perforación en la arenisca "U". Véase: Reacondicionamientos de Pozos en Bloques 7 y 21 de años 1992 a 2012, Payamino 14, Reacondicionamiento # 9, agosto de 2008 (**Anexo E-573**).

<sup>1113</sup> Tr. (Día 4) (ESP), 1297:22-1298:6 (Contrainterrogatorio, Saltos).

<sup>1114</sup> El área impactada está compuesta por 80 m<sup>2</sup> para el punto de excedencia en la plataforma 14-18-MS-D; 80 m<sup>2</sup> para el punto de excedencia fuera de la plataforma 101-MS-A, debido a su proximidad a la plataforma y a los niveles relativamente bajos de excedencias; 200 m<sup>2</sup> para el

remediado es de 1.000m<sup>3</sup>.<sup>1115</sup> Teniendo en cuenta una contingencia del 20 % para las locaciones en la plataforma y del 30 % para las locaciones fuera de la plataforma (véase el párrafo 428), el costo de remediación correspondiente a las excedencias en la plataforma y más allá de su extremo sur asciende a **USD 304.800**.<sup>1116</sup> El costo de remediación correspondiente a las excedencias al noreste de la plataforma, incluida una contingencia del 30 % (véase el párrafo 428), asciende al monto de USD 78.000, del cual Burlington deberá pagar la mitad; esto es, **USD 39.000**. En total, Burlington es responsable de pagar **USD 343.800** respecto de Payamino 14/20/24.<sup>1117</sup>

**t. Payamino 15**

557. Ecuador reclama USD 1.969.902 a fin de remediar 2.184 m<sup>3</sup> de suelo correspondiente a un área impactada de 600 m<sup>2</sup>.<sup>1118</sup> Burlington objeta que, por aplicación de los criterios normativos correctos, no hay excedencias en Payamino 15<sup>1119</sup> o, de existir, estarían vinculadas a las actividades de perforación anteriores al Consorcio.<sup>1120</sup>
558. La siguiente figura ilustra las locaciones de muestreo de IEMS,<sup>1121</sup> en tanto GSI no recogió muestras en este sitio:<sup>1122</sup>

---

punto de excedencia fuera de la plataforma 103-MS-E; y 200 m<sup>2</sup> para los puntos de excedencia fuera de la plataforma 14-18-MSD-E y 14-18-MS-E. Para la ubicación de estos puntos de muestra, véase: GSI IP1, Ap. L, Figura L.23.3.

<sup>1115</sup> El volumen total de suelo comprende lo siguiente: 240 m<sup>3</sup> para el punto de excedencia 14-18-MS-D; 160 m<sup>3</sup> para el punto de excedencia 101-MS-A; 400 m<sup>3</sup> para el punto de excedencia 103-MS-E; y 200 m<sup>3</sup> para los puntos de excedencia 14-18-MSD-E y 14-18-MS-E. Para la profundidad de las muestras, véase: GSI IP2, Ap. D, Tabla D.3, págs. 34-36.

<sup>1116</sup> El costo de remediación de la excedencia en la plataforma asciende a USD 86.400, mientras que el costo correspondiente a las excedencias fuera de la plataforma que se encuentran al sur de la plataforma asciende a USD 218.400.

<sup>1117</sup> El costo total incurrido por Burlington comprende USD 86.400 para el punto de excedencia en la plataforma y USD 257.400 para los puntos de excedencia fuera de la plataforma.

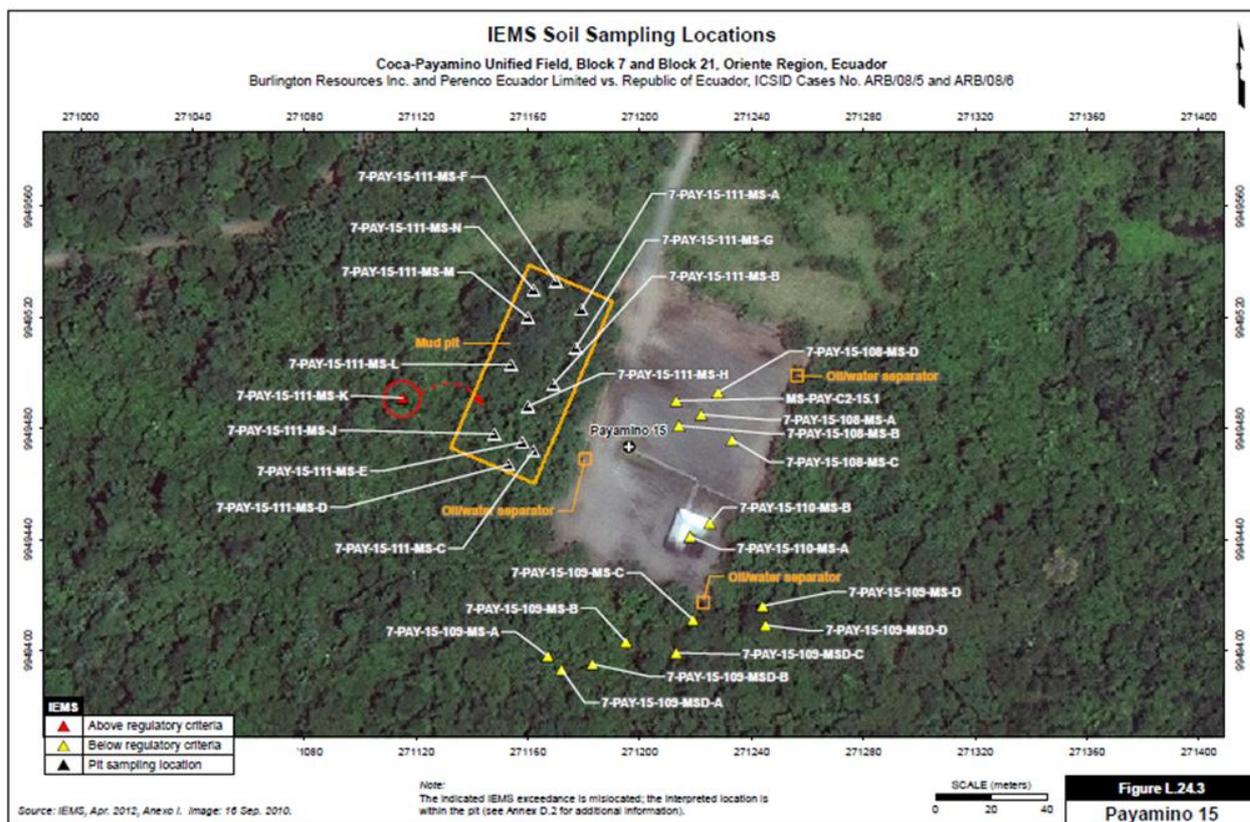
<sup>1118</sup> Adjunto Revisado 35 del IEMS IP4 (Excel), fila 46 (**Anexo E-500**). Compárese con: IEMS IP3, Anexo C, Payamino 15, págs. 28-29; IEMS IP4, Adj. 38, Payamino 15, pág. 23; 2º SMCC, ¶ 227.

<sup>1119</sup> El Tribunal subraya que GSI asume que IEMS ubicó la muestra 7-PAY-15-111-MS-K en el lugar incorrecto y que debería estar ubicada en la piscina de lodo. Véase: GSI IP1, Ap. D, Anexo D.2, pág. 15, y Ap. L, Figuras L.24.3 a L.24.5.

<sup>1120</sup> Dúplica, ¶ 267.

<sup>1121</sup> GSI IP1, Ap. L, Figura L.24.3.

<sup>1122</sup> GSI IP1, Ap. L.24; GSI IP2, Ap. D, Tabla D.4.



559. Aplicando los criterios de ecosistema sensible,<sup>1123</sup> en función de su metodología relativa al uso del suelo (sección 4.3.2.c), el Tribunal identificó varios puntos al sur de la plataforma con excedencias de bario, cadmio y níquel.<sup>1124</sup> Asimismo, sobre la base de las dimensiones de las piscinas, el Tribunal concluye que la muestra 7-PAY-15-111-MS-K-1,5 no se encuentra ubicada dentro de una piscina, tal como fue asumido por GSI, y, por ende, constituye una excedencia adicional de bario y cadmio al oeste de la plataforma.<sup>1125</sup>

<sup>1123</sup> GSI admite que la plataforma se halla rodeada por bosques secundarios. GSI indica que una ciénaga es “inmediatamente adyacente” al norte del sitio y se extiende 25 metros, y que un arroyo aproximadamente 20 metros al sur-sureste de la plataforma fluye hacia el nor-noreste. Véase: GSI IP1, Ap. L.24, pág. 6.

<sup>1124</sup> Muestras 7-PAY-15-109-MS-A-1,5, 7-PAY-15-109-MS-C-0,5, 7-PAY-15-109-MS-D-0,5, 7-PAY-15-109-MS-D-1,5, y 7-PAY-15-109-MSD-B-0,5. El Tribunal también advierte un nivel relativamente alto de vanadio (264,5 mg/kg) en un punto en la plataforma (muestra 7-PAY-15-110-MS-B-1,5), aunque se encuentra por debajo del límite permisible ajustado. Véanse: GSI IP1, Ap. L, Tabla L.24.1; GSI IP2, Ap. D, Tabla D.3, págs. 36-38.

<sup>1125</sup> Muestras 7-PAY-15-111-MS-K-0,5 y 7-PAY-15-111-MS-K-1,5. Véase: GSI IP1, Ap. D, Anexo D.2, pág. 15. Sin embargo, el Tribunal acepta las dimensiones de las piscinas planteadas por GSI y, por consiguiente, ubica varias muestras de IEMS dentro de la piscina. Compárense los mapas con las locaciones de muestreo: IEMS IP4, Adj. 38, Payamino 15, pág. 28; GSI IP1, Ap. L, Figuras L.24.3 a L.24.5.

560. Según los registros disponibles, el 10 de junio de 2001, debido a actos de vandalismo, hubo un derrame en el cabezal del pozo de 30 barriles, aproximadamente 20 de los cuales fueron recuperados por Kerr McGee.<sup>1126</sup> También hubo una falla de equipamiento en la unidad *Power Oil* el 31 de mayo de 2003 que causó un derrame de 2 barriles de crudo, los cuales fueron recuperados por Perenco en su totalidad.<sup>1127</sup> Además, el expediente demuestra que el Consorcio llevó a cabo reacondicionamientos del pozo en el sitio, los cuales comprendieron perforaciones y el uso de químicos.<sup>1128</sup> Por último, el Tribunal destaca que no se tomaron muestras del suelo en este sitio a efectos de la Auditoría Ambiental del año 2008.<sup>1129</sup> Dado que la contaminación es únicamente de metales pesados, y teniendo en cuenta los reacondicionamientos del Consorcio, el Tribunal sostiene que Burlington no ha refutado la presunción de causalidad y, por lo tanto, es responsable de remediar todas las excedencias.
561. El área impactada es de 1.000 m<sup>2</sup>, compuesta por cinco áreas de 200 m<sup>2</sup> cada una. Considerando que dos puntos de excedencia se extienden a una profundidad de 1 metro y los otros tres puntos se extienden a una profundidad de 2 metros, el volumen total de suelo que ha de remediarse es de 1.600 m<sup>3</sup>. Teniendo en cuenta una contingencia del 30% (véase el párrafo 428), el costo total asciende a **USD 624.000** respecto de Payamino 15.

**u. Payamino 16**

562. Ecuador reclama USD 13.396.962 a fin de remediar 14.073,80 m<sup>3</sup> que cubren un área de 4.912 m<sup>2</sup>.<sup>1130</sup> Burlington atribuye toda excedencia a las operaciones de perforación anteriores al Consorcio y controvierte toda responsabilidad.<sup>1131</sup>

---

<sup>1126</sup> GSI IP1, Ap. B.3, línea 53.

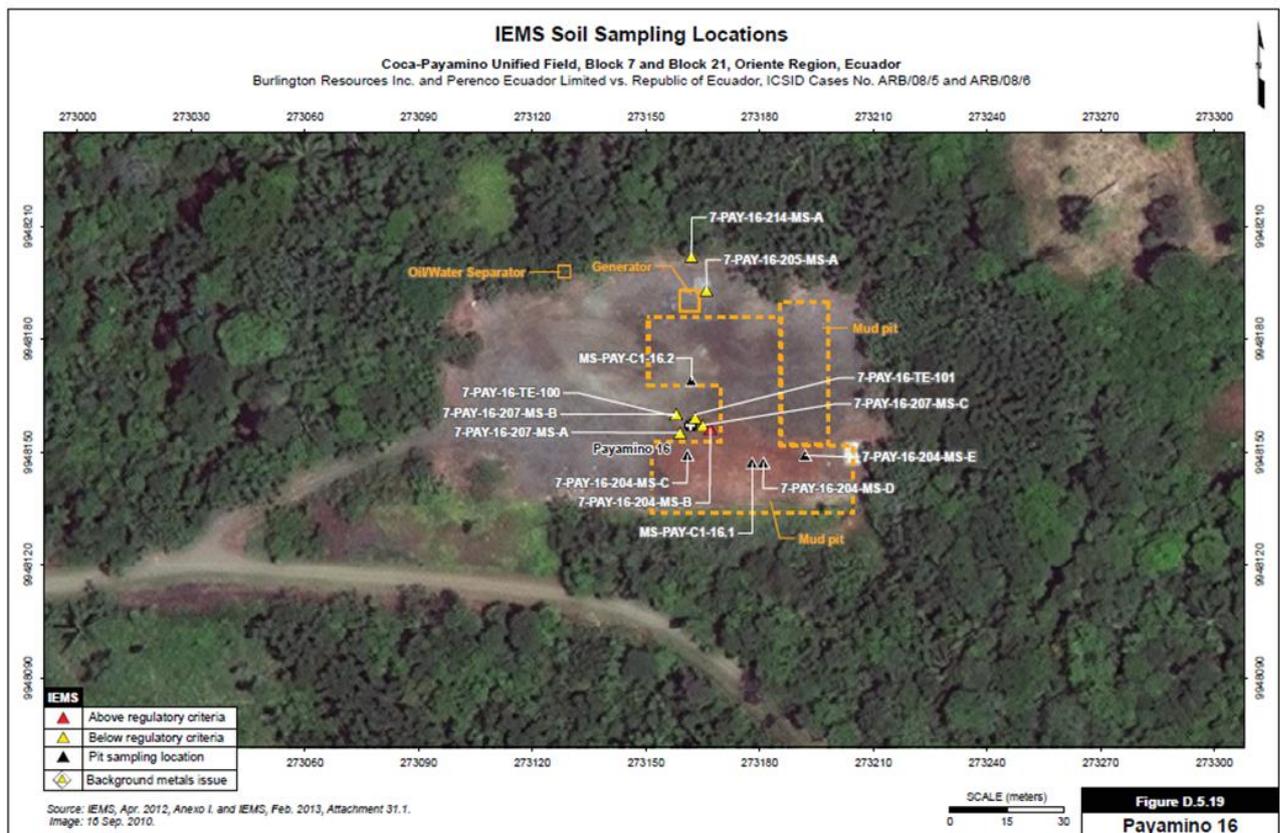
<sup>1127</sup> *Id.*, línea 60.

<sup>1128</sup> Véanse, por ejemplo, reacondicionamientos ## 5 a 7 efectuados por el Consorcio entre los años 2005 y 2008. El reacondicionamiento # 5 comprendió la perforación en el reservorio Upper Hollin. El reacondicionamiento # 6 comprendió la penetración en el reservorio Napo "U", incluso mediante el uso de químicos. El reacondicionamiento # 7 comprendió el uso de biocidas y surfactantes. Véanse: Reacondicionamientos de Pozos en Bloques 7 y 21 de años 1992 a 2012, Payamino 15, Reacondicionamiento # 6, mayo de 2006; Solicitud perforación reacondicionamiento No. 7, 19 de marzo de 2008; y Reacondicionamiento # 7, abril de 2008 (**Anexo E-573**). Véanse, asimismo: R-EPA, ¶ 719, nota 876; R-ESPV, ¶ 200.

<sup>1129</sup> 2º SMCC, ¶ 228; Auditoría Ambiental Bloque 7, noviembre de 2008, pág. 40, Tabla 3-3 (**Anexo E-252**).

<sup>1130</sup> Adjunto Revisado 35 del IEMS IP4 (Excel), fila 47 (**Anexo E-500**). Compárese con: IEMS IP3, Anexo C, Payamino 16, pág. 17; IEMS IP4, Adj. 38, Payamino 16, pág. 17; 2º SMCC, ¶ 230; Réplica, ¶ 195(ix).

563. La siguiente figura ilustra las locaciones de muestreo de IEMS,<sup>1132</sup> dado que GSI no tomó muestras en este sitio:<sup>1133</sup>



564. Sin tener en cuenta el suelo de las piscinas por el momento, una revisión de los resultados de muestreo revela una excedencia de bario y vanadio en la plataforma al lado del pozo Payamino. La excedencia de vanadio presenta un nivel elevado de 399,5 mg/kg.<sup>1134</sup> Asimismo, hay una excedencia de cadmio fuera de la plataforma, independientemente de la aplicación de criterios de uso del suelo agrícola o de ecosistema sensible.

565. El registro histórico de derrames es escueto.<sup>1135</sup> El Sr. Saltos hizo referencia a una auditoría del año 1999 preparada por el Sr. Grizzle y comisionada por Oryx, la cual

1131 Dúplica, ¶ 267; GSI IP2, Tabla 3.

1132 GSI IP2, Ap. D, Figura D.5.19.

1133 GSI IP1, Ap. L.25; GSI IP2, Ap. D, Tabla D.4.

1134 Muestras 7-PAY-16-204-MS-B-0,5, 7-PAY-16-204-MS-B-1,5 y 7-PAY-16-204-MS-B12. Véanse: IEMS IP4, Adj. 38, Payamino 16, pág. 12; GSI IP1, Ap. L, Tabla L.25.1, y Figuras L.25.3 y L.25.4; GSI IP2, Ap. D, Tabla D.3, págs. 38-39, y Figuras D.1.22 y D.5.19.

1135 GSI IP1, Ap. B.3; Saltos DT1, Anexo A.

mencionaba que el tanque diésel de Payamino 16 estaba desbordando y afectaba las locaciones tanto en la plataforma como fuera de ella.<sup>1136</sup>

566. Si bien esto parecería apuntar a contaminación por parte de los operadores anteriores, otras pruebas derivan en la conclusión contraria. En efecto, el expediente demuestra que el Consorcio utilizó Payamino 16 para almacenar lodos provenientes de otras plataformas.<sup>1137</sup> El Sr. Saltos explicó que “como había salido de operación el Payamino 16 habíamos practicado estas piscinas para poder depositar ahí el lodo de otras áreas donde estábamos perforando y que nos resultaba ya excesivo en la piscina que teníamos ahí”.<sup>1138</sup> Agregó que, en Payamino 16, el Consorcio operaba cinco piscinas no reportadas fuera de la plataforma. Como consecuencia de esta práctica, el Tribunal declara a Burlington responsable de las excedencias que se encontraron en el suelo externo a las piscinas en ese sitio (el Tribunal revisará las piscinas de lodo *infra*).
567. Por consiguiente, el área impactada es de 280 m<sup>2</sup><sup>1139</sup> y el volumen total de suelo representa 560 m<sup>3</sup>.<sup>1140</sup> Teniendo en cuenta una contingencia del 20% (véase el párrafo 428), el costo total asciende a **USD 201.600** respecto de Payamino 16.

#### v. Payamino 21

568. Ecuador reclama USD 111.683 a fin de remediar 33,80 m<sup>3</sup> de suelo cubriendo un área de 26 m<sup>2</sup>.<sup>1141</sup> Burlington impugna dicha reclamación bajo el fundamento de que

---

<sup>1136</sup> Saltos DT1, ¶ 278; Patrick Grizzle, *Environmental Audit of Petroproducción Operations of the Coca-Payamino Field*, 12-14 de enero de 1999, pág. 2 (**Anexo CE-CC-21**).

<sup>1137</sup> R-EPA, ¶¶ 724-725. El Sr. Saltos explicó lo siguiente: “P: Pues para que entendamos claramente, el Consorcio tenía piscinas abiertas en ciertas plataformas que no necesariamente estaban produciendo ni estaban teniendo perforación y traía lodos de otras plataformas cuando necesitaba a esas piscinas que tenía. R: Fueron solamente en dos casos: Payamino 16 y Jaguar 9. Nada más”. Tr. (Día 4) (ESP), 1407:10-17 (Contrainterrogatorio, Saltos).

<sup>1138</sup> Tr. (Día 4) (ESP), 1407: 1-5 (Contrainterrogatorio, Saltos).

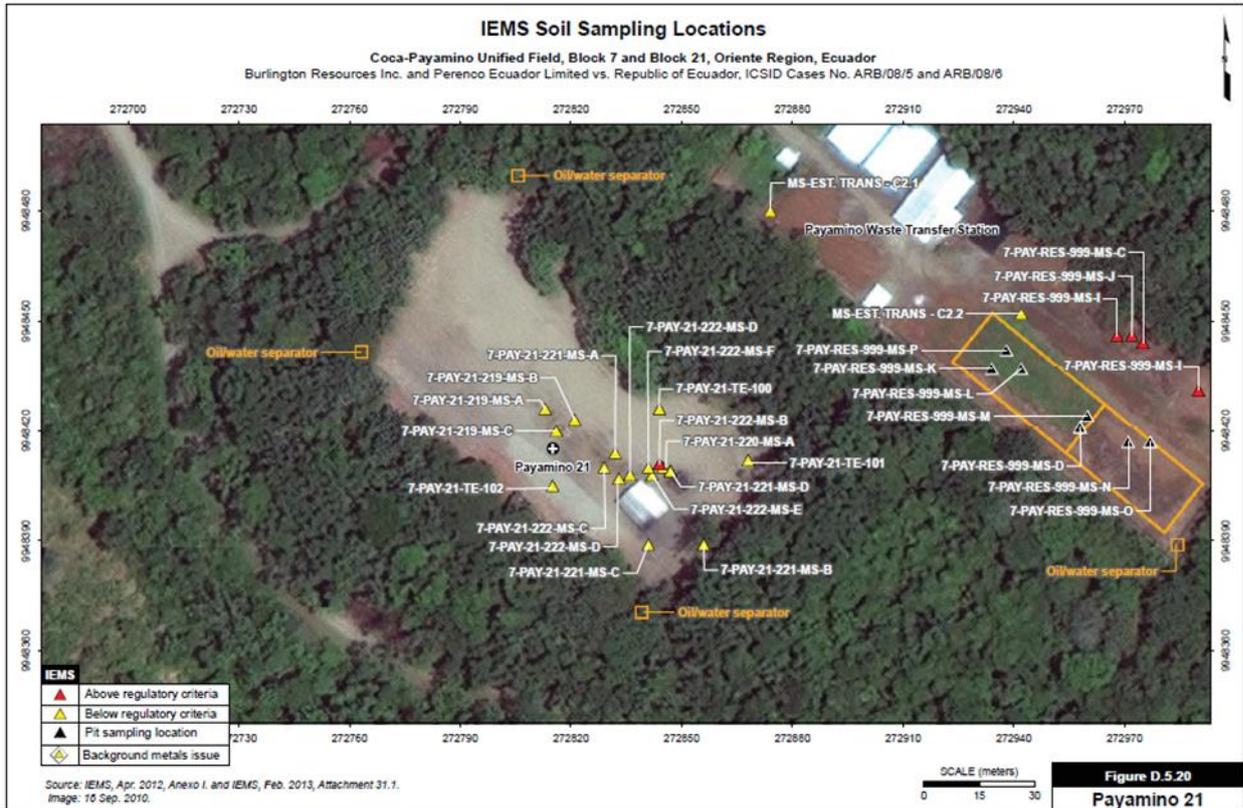
<sup>1139</sup> El área impactada comprende 80 m<sup>2</sup> para la excedencia en la plataforma y 200 m<sup>2</sup> para la excedencia fuera de la plataforma.

<sup>1140</sup> El volumen total de suelo comprende 160 m<sup>3</sup> para la excedencia en la plataforma y 400 m<sup>3</sup> para la excedencia fuera de la plataforma.

<sup>1141</sup> Adjunto Revisado 35 del IEMS IP4 (Excel), fila 50 (**Anexo E-500**). Compárese con: IEMS IP3, Anexo C, Payamino 21, pág. 17; IEMS IP4, Adj. 38, Payamino 21, pág. 17; 2º SMCC, ¶ 233; Réplica, ¶ 195(x). Véase, asimismo: Sitio remodelado para Payamino 21, agosto de 2013, Figura 13-B (**Anexo E-499**).

ninguna de las excedencias se relaciona con las actividades de perforación anteriores al Consorcio.<sup>1142</sup>

569. La siguiente figura ilustra las locaciones de muestreo de IEMS en Payamino 21,<sup>1143</sup> dado que GSI no tomó muestras en este sitio:<sup>1144</sup>



570. Tal como puede advertirse a partir de la figura *supra*, IEMS sólo recogió muestras en una locación fuera de la plataforma y los resultados no muestran excedencia alguna bajo ninguno de los criterios regulatorios.<sup>1145</sup> Con respecto a la plataforma, donde aplican los criterios industriales, hay una excedencia de TPH con un nivel que alcanza 23.818 mg/kg cerca de la bomba *Power Oil* y del tanque de almacenamiento de combustible diésel.<sup>1146</sup>

<sup>1142</sup> Dúplica, ¶ 267; GSI IP1, Ap. L, Tabla L.28.1, Figuras L.28.3 y L.28.4; GSI IP2, Tabla 3, y Ap. D, Tabla D.3, págs. 40-41, y Figuras D.1.23 y D.5.20.

<sup>1143</sup> GSI IP2, Ap. D, Figura D.5.20.

<sup>1144</sup> GSI IP1, Ap. L.28; GSI IP2, Ap. D, Tabla D.4.

<sup>1145</sup> GSI IP2, Ap. D, Tabla D.3, pág. 41.

<sup>1146</sup> Muestras 7-PAY-21-222-MS-B-1,4 y 7-PAY-21-222-MS-B-3,0M. Véanse: GSI IP1, Ap. L, Tabla L.28.1 y Figura L.28.3; GSI IP2, Ap. D, Tabla D.3, págs. 40-41, y Figuras D.1.23 y D.5.20.

571. No hay registros de derrames históricos,<sup>1147</sup> aunque la explicación de Burlington de que la excedencia de TPH se relaciona con actividades de perforación anteriores al Consorcio no es concluyente, debido a la proximidad de la excedencia a la bomba *Power Oil* y al tanque de almacenamiento de combustible diésel.<sup>1148</sup> Asimismo, si la causa fueron las actividades de perforación, se esperaría encontrar bario y no TPH. Por lo tanto, el Tribunal considera que Burlington no refutó la presunción de causalidad y se declara responsable de pagar la remediación de dicha excedencia.
572. El área impactada es de 80 m<sup>2</sup> y el volumen total de suelo representa 320 m<sup>3</sup>.<sup>1149</sup> En aplicación de los estándares de remediación expuestos previamente (sección 4.5.2), el costo total asciende a USD 115.200, incluida una contingencia del 20 % (véase el párrafo 428). Ya que este monto supera la suma reclamada por Ecuador, el Tribunal reduce el monto otorgado a **USD 111.683**, tal como se reclama respecto de Payamino 21.

**w. Payamino 23**

573. Ecuador reclama USD 922.477 a fin de remediar 975 m<sup>3</sup> de suelo correspondiente a un área de 250 m<sup>2</sup>.<sup>1150</sup> Luego de la segunda campaña de muestreo de GSI, Burlington aceptó que es posible que una superficie de 350 m<sup>2</sup>, correspondiente a 640 m<sup>3</sup> de suelo contaminado, requiera remediación por un costo de USD 195.000.<sup>1151</sup> No obstante, controvierte ser responsable y alude a las actividades de perforación anteriores al Consorcio en el año 1997 y a un derrame

---

<sup>1147</sup> GSI IP1, Ap. B.3; Saltos DT1, Anexo A; Solís DT2, ¶ 76.

<sup>1148</sup> El Tribunal resalta que GSI mencionó “[*liberaciones de petróleo localizadas menores*]” dentro de la instalación de bombeo *Power Oil*, incluso fuera de la bóveda de contención. Véase: GSI IP1, Ap. L.28, pág. 3. El Tribunal también subraya que no se tomaron muestras del suelo en Payamino 21 a efectos de la auditoría del año 2008. Véanse: 2º SMCC, ¶ 233; Auditoría Ambiental Bloque 7, noviembre de 2008, pág. 40, Tabla 3-3 (**Anexo E-252**).

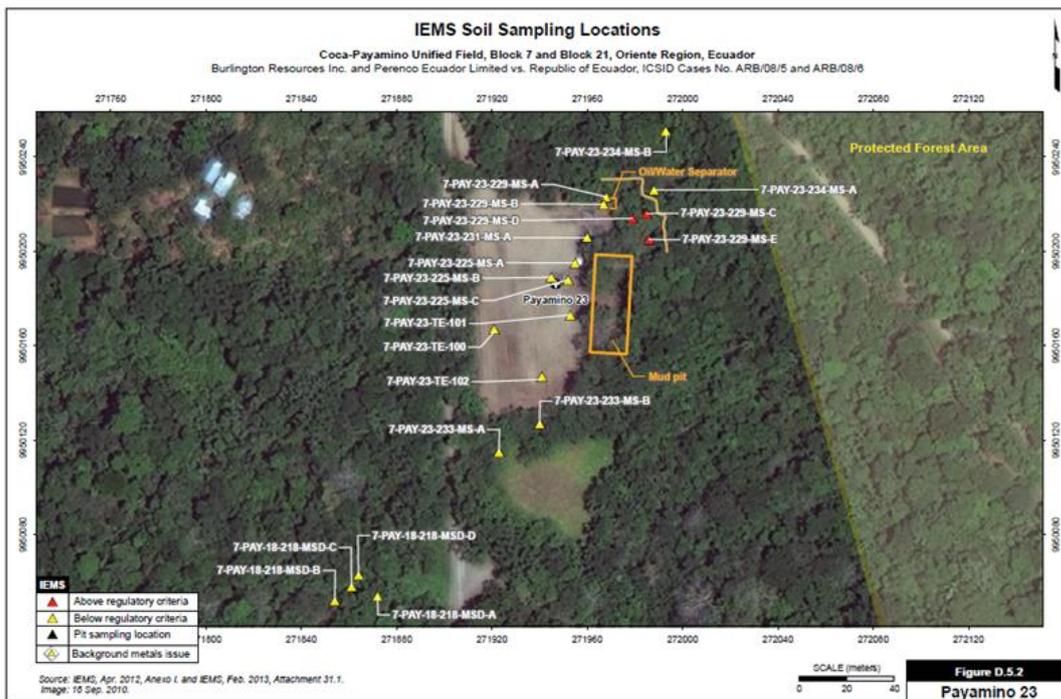
<sup>1149</sup> La locación de muestreo 7-PAY-21-222-MS-B todavía presenta un nivel de TPH de 6.533 mg/kg a 3 metros de profundidad y un nivel de 2.930 mg/kg a 4,5 metros de profundidad. Por consiguiente, el Tribunal considera que la remediación hasta 4 metros es suficiente en este caso.

<sup>1150</sup> Adjunto Revisado 35 del IEMS IP4 (Excel), fila 51 (**Anexo E-500**). Compárese con: IEMS IP3, Anexo C, Payamino 23, pág. 17; IEMS IP4, Adj. 38, Payamino 23, pág. 17; 2º SMCC, ¶ 234; Réplica, ¶ 195(xi). Véase, asimismo: Sitio remodelado para Payamino 23, agosto de 2013, Figura 15-B (**Anexo E-499**).

<sup>1151</sup> Para el bario, GSI calculó un área impactada de 270 m<sup>2</sup> en la capa de 0-1 metros, 190 m<sup>2</sup> en la capa de 1-2 metros y 180 m<sup>2</sup> en la capa de 2-3 metros. Estas áreas se superponen parcialmente y representan un área impactada máxima de 350 m<sup>2</sup>. Véase: GSI IP2, Ap. D, Figuras D.1.3, D.3.3, D.4.3, D.5.2, D.6.3 y D.7.3, así como Anexo D.7.3. Para los resultados de las muestras de GSI, véase: GSI IP2, Ap. D, Tablas D.8 a D.10, así como Tablas D.11 y D.12.

de 3 barriles de crudo que ocurrió el 5 de marzo de 2000 en la unidad *Power Oil*.<sup>1152</sup> GSI también observa que su muestreo de confirmación no estableció la presencia de suelos afectados por TPH, tal como destacara IEMS.<sup>1153</sup>

574. Las siguientes figuras ilustran las locaciones de muestreo de IEMS<sup>1154</sup> y de GSI<sup>1155</sup> en Payamino 23:

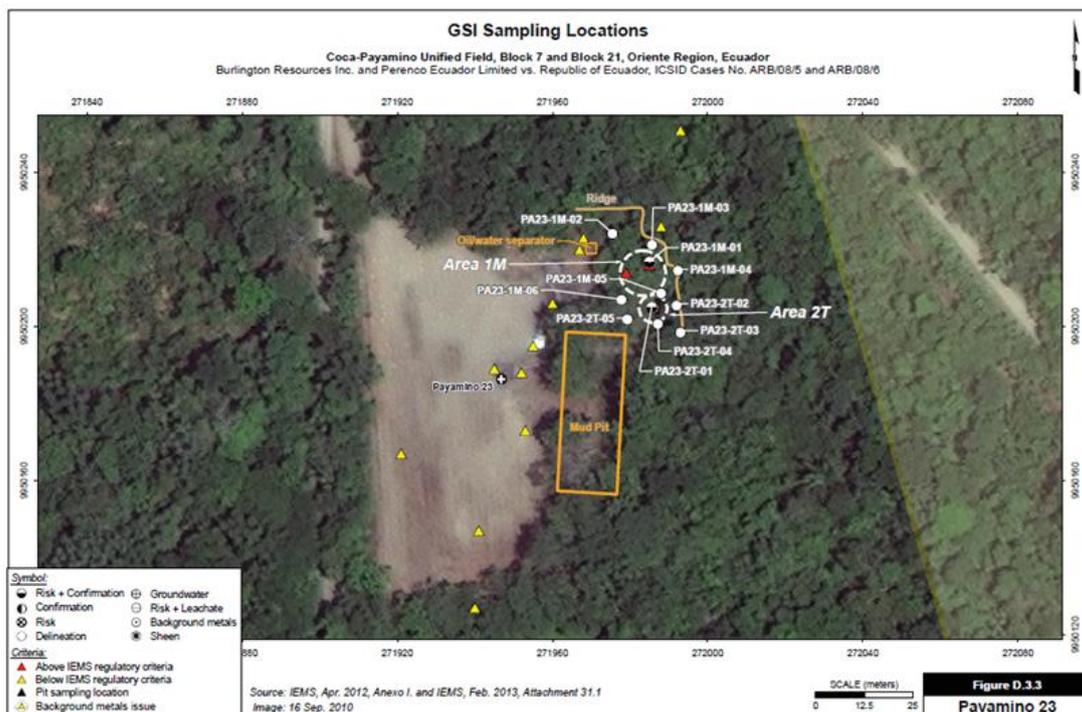


<sup>1152</sup> Dúplica, ¶ 267; GSI IP1, Ap. B.3, línea 49; GSI IP2, págs. 6, 26-27, Anexo 11, y Tablas 1, 3 y 4.

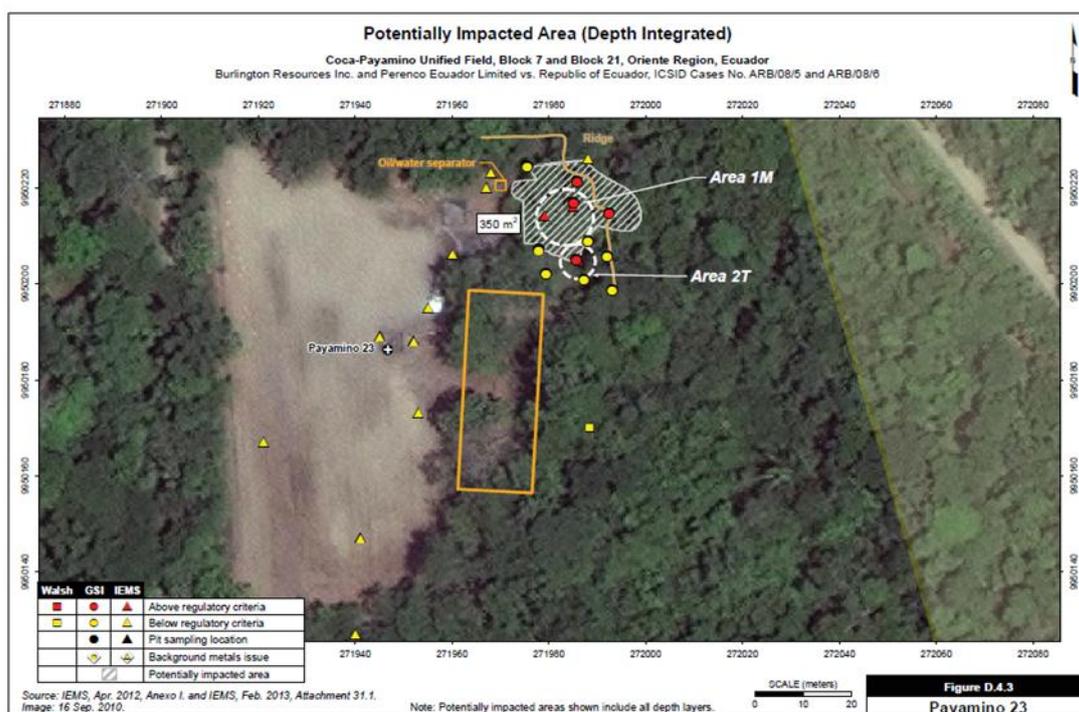
<sup>1153</sup> GSI IP2, pág. 27 y Ap. D, Tabla D.11.

<sup>1154</sup> *Id.*, Ap. D, Figura D.5.2.

<sup>1155</sup> *Id.*, Ap. D, Figura D.3.3.



575. La delimitación de las áreas impactadas que estableció GSI y que ha de utilizarse como base a efectos de la propia evaluación del Tribunal (véase sección 4.4.3.c) se presenta *infra*:<sup>1156</sup>



<sup>1156</sup> Id., Ap. D, Figura D.4.3.

576. Aplicando el enfoque general del Tribunal (sección 4.3.2.c) y, en consecuencia, en función de los criterios de ecosistema sensible,<sup>1157</sup> el Tribunal identificó sendas excedencias de TPH, bario, cadmio y níquel en un área en el ángulo noreste de la plataforma en dirección al bosque protector designado.<sup>1158</sup> Además, el Tribunal identificó una excedencia de cadmio en un área más al suroeste de la plataforma.<sup>1159</sup>
577. Con respecto a las excedencias alrededor del ángulo noreste de la plataforma, el Tribunal advierte la presencia de un área de almacenamiento de químicos y una plataforma de hormigón sin usar que, según GSI, “posiblemente [se utilizaba] para un antiguo sistema de bombeo de Power Oil o un generador eléctrico y un tanque de almacenamiento de combustible diésel”.<sup>1160</sup> El derrame de 3 barriles de crudo ocurrido en el año 2000 que menciona Burlington debilita la presunción de causalidad. Sin embargo, cabe destacar que GSI se refiere a diversos derrames supuestamente denunciados y remediados, “los cuales se dieron por fallas en las unidades *Power Oil*” en distintos momentos en el pasado, sin proporcionar más detalles.<sup>1161</sup> Burlington no alegó que la unidad *Power Oil* fue removida por operadores anteriores. Por lo tanto, el Tribunal entiende que el Consorcio también la utilizó. En el mismo sentido, el Tribunal también está dispuesto a concluir que, al menos, algunas de las fallas de la unidad *Power Oil* y los derrames resultantes que invocó GSI tuvieron lugar durante el período del Consorcio. Asimismo, el Tribunal advierte que la Auditoría Ambiental del año 2008 indicó que las cunetas perimetrales y las trampas de grasa estaban en malas condiciones y que no se tomó ni una muestra del suelo en dicha locación en ese momento.<sup>1162</sup> Estos elementos tienden a confirmar la presunción de que el Consorcio causó las excedencias; o, al menos, no refutan la presunción. Además, el Tribunal observa

---

<sup>1157</sup> Payamino 23 es adyacente a un área de bosques protectores designada en virtud del SNAP. Véase, por ejemplo: GSI IP1, Ap. L, Figura L.29.3.

<sup>1158</sup> Muestras de IEMS 7-PAY-23-229-MS-C-0,5, 7-PAY-23-229-MS-C-1,5, 7-PAY-23-229-MS-C-2,5, 7-PAY-23-229-MS-D-1,5, 7-PAY-23-229-MS-E-1,5 y 7-PAY-23-229-MS-E-2,5; y muestras de GSI PA23-1M-03-(0.0-0.3), PA23-1M-03-(1.0-2.0), y PA23-1M-04-(0.0-0.3). Véase: GSI IP2, Ap. D, Tabla D.3, págs. 41-43, y Tablas D.8 a D.10, en particular, Tabla D.10, págs. 3-4.

<sup>1159</sup> Muestra 7-PAY-18-218-MSD-B-0,5. Véase: GSI IP2, Ap. D, Tabla D.3, pág. 42.

<sup>1160</sup> GSI IP1, Ap. L.29, pág. 3.

<sup>1161</sup> *Ibid.* Véase, además: GSI IP1, Ap. B.3.

<sup>1162</sup> Auditoría Ambiental Bloque 7, noviembre de 2008, pág. 40, Tabla 3-3, y pág. 90, Tabla 5.1a (**Anexo E-252**). No se tomaron muestras del suelo a efectos de las auditorías ni del año 2002 ni del año 2006. Véanse: Auditoría Ambiental Bloque 7, Perenco Ecuador Limited, diciembre de 2002, págs. 47-48 (versión en español) (**Anexo E-331**); Auditoría Ambiental Bloque 7, noviembre de 2006, pág. 34 (versión en español) (**Anexo E-334**).

que el Sr. Solís hizo referencia a rupturas en la línea de flujo de Payamino 23 “al menos en unas cuatro ocasiones”, presuntamente durante el período del Consorcio.<sup>1163</sup> No obstante, no recordó las fechas exactas de las rupturas ni especificó el impacto de las rupturas en el ambiente ni las medidas adoptadas.<sup>1164</sup> La prueba del Sr. Solís es, por tanto, demasiado vaga, aunque, en todo caso, de cierta manera confirma la presunción. En consecuencia, el Tribunal concluye que Burlington no refutó la presunción de causalidad y debe pagar el costo de remediar el área al noreste de la plataforma.

578. Respecto al área al suroeste, Burlington no ofreció explicación alguna. Por consiguiente, el Tribunal considera que no logró refutar la presunción de causalidad y por tanto deberá pagar los costos de remediación en su totalidad. El área impactada al suroeste de la plataforma alrededor de la muestra 7-PAY-18-218-MSD-B tiene una extensión de 200 m<sup>2</sup>. El volumen total de suelo es de 200 m<sup>3</sup> y, por lo tanto, el costo total asciende a **USD 78.000**, lo cual incluye una contingencia del 30 % (véase el párrafo 428).
579. Con respecto al área impactada al noreste de la plataforma, GSI dividió esta locación en dos. A saber, el Área 1M en torno a las excedencias de metales pesados y el Área 2T alrededor de la excedencia de TPH.<sup>1165</sup> Durante su segundo recorrido de campo, GSI colocó una perforación impura nuevamente en el terreno sin tomar muestra alguna en la capa de 2-3 metros al sur de la locación de muestra PA23-1M-02, justo al este del separador de aceite/agua.<sup>1166</sup> Teniendo en cuenta la topografía, y en particular, la cresta al este del Área 2T, el Tribunal en términos generales acepta la delineación de GSI en el Área 1M.<sup>1167</sup> No obstante, considerando que GSO colocó una perforación impura devuelta al terreno en lugar de probarla, el Tribunal procederá a colapsar las tres capas de 1 metro que ocupan

---

<sup>1163</sup> Solís DT1, ¶ 25; Solís DT2, ¶ 74.

<sup>1164</sup> *Ibid.*

<sup>1165</sup> GSI IP2, Ap. D, Figuras D.3.3, D.4.3, D.6.3, D.7.3.4.a, D.7.3.4.b y D.7.3.4.c.

<sup>1166</sup> Los Formularios de Campo de GSI indican lo siguiente respecto de la locación de muestreo PA23-1M-02: “2,10-2,4m: Arcilla limosa gris oscuro (CL). Consistencia suave. Textura homogénea. Alta plasticidad. Olor a hidrocarburos. La locación de muestreo se movió un par de metros al norte (N) del sondeo inicial. 2,4-3,0m: Las condiciones del suelo persisten. El material es arcilla gris oscuro (CL) de textura suave. Consistencia homogénea. Baja humedad. Muy plástica y con olor a hidrocarburos” (énfasis del Tribunal). Véase: GSI IP2, Anexo D.7.3.1, Formularios de Campo, pág. 9, Libro de Registro de GSI para la muestra PAY-23-1M-02, 12 de marzo de 2013, pág. 1. Véase, asimismo: GSI IP2, Anexo D, Figuras D.7.3.4.a a D.7.3.4.f. Y, además: R-EPA, ¶¶ 365, 383(d), nota 453.

<sup>1167</sup> GSI IP2, Anexo D, Figuras D.7.3.4.a a D.7.3.4.f.

la superficie más grande, a saber, 350 m<sup>2</sup>, y a incrementar esa área en 50 m<sup>2</sup> a efectos de incluir el terreno comprendido entre el separador de aceite/agua y el área designada *supra*; ello, en total, representa 400 m<sup>2</sup>.

580. Por el contrario, el Tribunal no adopta la delimitación de GSI en el Área 2T. En efecto, GSI recogió una muestra de confirmación entre 2,2 y 2,5 metros con un nivel de TPH de 28,37 mg/kg en aras de descartar las dos muestras de IEMS con excedencias de TPH tomadas a 1,5 metros y 2,5 metros.<sup>1168</sup> Dado que el Área 1M expandida se superpone parcialmente con el Área 2T,<sup>1169</sup> el Tribunal agrega 100 m<sup>2</sup> a los 400 m<sup>2</sup> *supra*, para llegar a una superficie total de 500 m<sup>2</sup>. El volumen total de suelo que requiere remediación es de 1.500 m<sup>3</sup> y, agregando una contingencia del 30 % (véase el párrafo 428), el costo total asciende a **USD 585.000**.
581. En síntesis, el área impactada total en Payamino 23 es de 700 m<sup>2</sup>. El volumen total de suelo a ser remediado representa 1.700 m<sup>3</sup> por un costo de **USD 663.000** respecto de Payamino 23.

#### x. Relleno Sanitario Payamino

582. Ecuador reclama USD 26.488.219 a fin de remediar 30.517,50 m<sup>3</sup> de suelo que ha de tomarse de un área de 4.634 m<sup>2</sup>.<sup>1170</sup> Burlington se opone a dicha pretensión y alega que, de hecho, varias muestras en la plataforma se encontraban mal ubicadas y, en realidad, fueron extraídas de las piscinas de lodo más al sur de la plataforma.<sup>1171</sup>
583. A la luz de la afirmación de GSI de que su inspección descubrió “*varias perforaciones de suelos abandonadas en la parte sur de la plataforma*” y que “[*n*]o [*había*] evidencia de perforaciones” poco más al norte, aun dentro de los límites de la plataforma, el Tribunal acepta que las muestras en cuestión efectivamente fueron tomadas en las piscinas de lodo.<sup>1172</sup>

---

<sup>1168</sup> GSI IP2, pág. 27, Ap. D, Tablas D.9 y D.11, y Anexo D.7.3.

<sup>1169</sup> Véase, por ejemplo: GSI IP2, Ap. D, Figura D.7.3.4.a.

<sup>1170</sup> Adjunto Revisado 35 del IEMS IP4 (Excel), fila 56 (**Anexo E-500**). Compárese con: IEMS IP3, Anexo C, Estación de Transferencia de Residuos Payamino, pág. 20; 2º SMCC, ¶¶ 235-236.

<sup>1171</sup> GSI IP1, Ap. D, Anexo D.2, pág. 32, y Ap. L, Figura L.30.3.

<sup>1172</sup> Muestras 7-PAY-RES-999-MS-A, 7-PAY-RES-999-MS-B, 7-PAY-RES-999-MS-C, 7-PAY-RES-999-MS-E, 7-PAY-RES-999-MS-G, 7-PAY-RES-999-MS-H, 7-PAY-RES-999-MS-I y 7-PAY-RES-999-MS-J. Véase: GSI IP1, Ap. L, Figura L.30.3.

584. Por consiguiente, el Tribunal abordará estas muestras en su análisis sobre las piscinas de lodo *infra* (párrafos 797 y 801). En función de ello, el Tribunal no encuentra excedencias en el suelo externo a las piscinas en el Relleno Sanitario Payamino bajo ninguno de los criterios regulatorios.<sup>1173</sup> Por lo tanto, no se justifica remediación alguna respecto del suelo externo a las piscinas en ese sitio.

**y. Punino**

585. Ecuador reclama USD 2.602.562 a fin de remediar 2.848,30 m<sup>3</sup> de suelo, el cual cubre un área de 926 m<sup>2</sup>.<sup>1174</sup> Burlington cuestiona dicha reclamación y argumenta que las excedencias están vinculadas a las actividades de perforación anteriores al Consorcio.<sup>1175</sup>

586. La siguiente figura ilustra las locaciones de muestreo de IEMS,<sup>1176</sup> en tanto que se agrega que GSI no tomó muestras en este sitio.<sup>1177</sup>

---

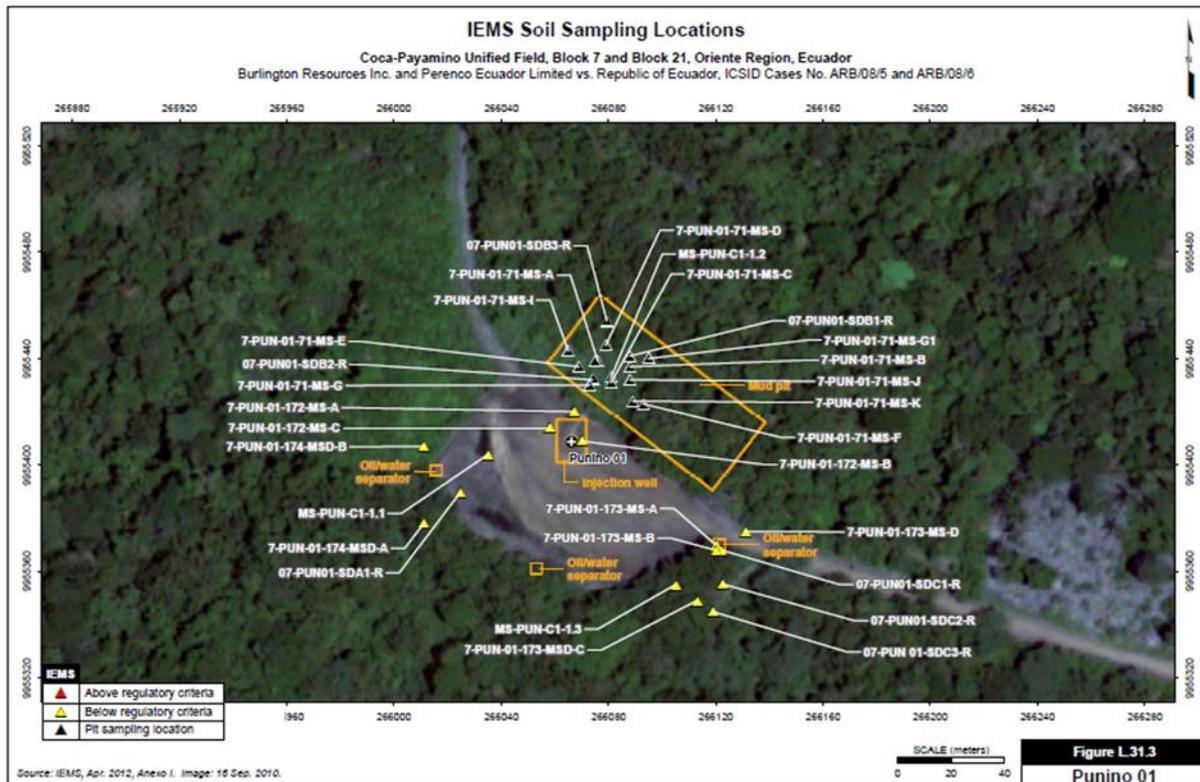
<sup>1173</sup> IEMS IP3, Anexo C, Estación de Transferencia de Residuos Payamino, págs. 7-18; GSI IP1, Ap. L, Tabla L.30.1; GSI IP2, Ap. D, Tabla D.3, págs. 46-47.

<sup>1174</sup> Adjunto Revisado 35 del IEMS IP4 (Excel), fila 57 (**Anexo E-500**). Compárese con: IEMS IP3, Anexo C, Punino 1, pág. 16; 2º SMCC, ¶ 208.

<sup>1175</sup> Dúplica, ¶ 267; GSI IP2, Tabla 4.

<sup>1176</sup> GSI IP1, Ap. L, Figura L.31.3.

<sup>1177</sup> GSI IP1, Ap. L.31; GSI IP2, Ap. D, Tabla D.4.



587. En función de su enfoque general (sección 4.3.2.c) y aplicando los criterios de ecosistema sensible<sup>1178</sup> (sin tener en cuenta las piscinas por el momento), el Tribunal identificó una única excedencia de TPH justo en el ángulo suroeste de la plataforma.<sup>1179</sup>
588. El pozo Punino 1 fue perforado por Petroproducción en el año 1990, mientras que Oryx lo convirtió en un pozo de inyección en el año 1995.<sup>1180</sup> No hay registros de derrames históricos.<sup>1181</sup> El Tribunal advierte, sin embargo, que, durante su inspección en el año 2012, GSI observó que todas las trampas de aceite estaban “*tapadas, llenas de agua y necesitaban mantenimiento básico*”.<sup>1182</sup> Curiosamente, esto ya era el caso al momento de la Auditoría Ambiental del año 2008, la cual

<sup>1178</sup> GSI admite que la plataforma se halla rodeada por bosques secundarios y que no había suelo de uso agrícola en las inmediaciones. GSI IP1, Ap. L.31, págs. 3-4.

<sup>1179</sup> Muestra 7-PUN-01-174-MSD-B. Véanse: IEMS IP3, Anexo C, Punino 1, págs. 8-14; GSI IP1, Ap. L, Tabla L.31.1 y Figuras L.31.3 a L.31.4; GSI IP2, Ap. D, Tabla D.3, págs. 47-48.

<sup>1180</sup> Alegato de Apertura de Ecuador, Diapositiva 80; Alegato de Apertura de Ecuador, Anexo Demostrativo 2 – Cronograma de piscinas de lodo en los Bloques 7 y 21 hasta el año 2009 (**Anexo E-563**); GSI IP1, Ap. L.31, pág. 2; GSI IP2, Ap. B.5.

<sup>1181</sup> GSI IP1, Ap. B.3; Saltos DT1, Anexo A; Solís DT2, ¶ 76.

<sup>1182</sup> GSI IP1, Ap. L.31, pág. 3.

observó: “[f]alta de mantenimiento en cunetas perimetrales y trampas de grasa”.<sup>1183</sup> Adicionalmente, no se tomaron muestras a efectos de la auditoría del año 2008, y, en apariencia, no se generaron listas de verificación. Por consiguiente, Burlington no refutó la presunción de que causó la excedencia en cuestión. Por estas razones, el Tribunal declara a Burlington responsable de remediar la excedencia de TPH.

589. Con arreglo a la metodología del Tribunal (secciones 4.4.3.c y 4.5.2), el área impactada se extiende a 80 m<sup>2</sup>, el volumen total de suelo que debe remediarse es de 80 m<sup>3</sup> y el costo total asciende a **USD 28.800**, incluida una contingencia del 20% (véase el párrafo 428), respecto de Punino.

#### **z. Cóndor Norte**

590. Ecuador reclama USD 28.152.512 a fin de remediar 28.263,30 m<sup>3</sup> de suelo sobre un área de 8.525 m<sup>2</sup>.<sup>1184</sup> Burlington se opone a tal pretensión, pero acepta que se adeudan USD 100.000 por concepto de abandono indebido del sitio del pozo.<sup>1185</sup>
591. Aplicando su enfoque general relativo al uso del suelo (sección 4.3.2.c) y adoptando, por ende, los criterios de ecosistema sensible,<sup>1186</sup> el Tribunal identificó dos puntos de excedencia: el primero al norte de la piscina que colapsó en el período 2005/2006 con una leve excedencia de cadmio,<sup>1187</sup> y el segundo al sur de la plataforma con leves excedencias de bario y cadmio.<sup>1188</sup>
592. Puesto que el Consorcio perforó el pozo Cóndor Norte en el año 2003 y abandonó su operación en el año 2005, queda claro que el daño fue causado durante el período del Consorcio.<sup>1189</sup> En consecuencia, Burlington es responsable de remediar

---

<sup>1183</sup> Auditoría Ambiental Bloque 7, noviembre de 2008, Tabla 5.1a (**Anexo E-252**). Véase, asimismo: *Id.*, Anexo B.1, Fotografía CO.55.

<sup>1184</sup> Adjunto Revisado 35 del IEMS IP4 (Excel), fila 15 (**Anexo E-500**). Compárese con: IEMS IP3, Anexo C, Cóndor Norte Corregido, pág. 15; IEMS IP4, Adj. 38, Cóndor Norte, pág. 17; 2<sup>o</sup> SMCC, ¶¶ 268-270; Réplica, ¶ 195(xx).

<sup>1185</sup> GSI IP2, Tablas 1 y 3.

<sup>1186</sup> GSI admite que los bosques secundarios son “*inmediatamente adyacentes*” a la plataforma. GSI IP1, Ap. L.32.1, pág. 4.

<sup>1187</sup> Muestra 7-CON-NTE-TE-100-(1.50-1.70). Véase: GSI IP2, Ap. D, Tabla D.3, págs. 49-50 y Figura D.5.14.

<sup>1188</sup> Muestras 07-CON01-SDA3-R(0,5-0,7)m y 07-CON01-SDA3-R(1,5-1,7)m. Véase: GSI IP2, Ap. D, Tabla D.3, pág. 49.

<sup>1189</sup> 2<sup>nd</sup> CMCC, ¶ 268; Dúplica, ¶ 288; GSI IP1, Ap. L.32, pág. 2; GSI IP2, Ap. B.5; IEMS IP4, Adj. 38, Cóndor Norte, pág. 1; Alegato de Apertura de Ecuador, Anexo Demostrativo 2 – Cronograma de piscinas de lodo en los Bloques 7 y 21 hasta el año 2009, línea 36 (**Anexo E-563**). IEMS señala que el pozo fue perforado en el año 2003 y abandonado en el año 2004.

las dos excedencias identificadas *supra*. El Tribunal abordará en mayor detalle el colapso de la piscina (véanse los párrafos 809-810 *infra*) y el deber de Burlington de abandonar la plataforma en forma debida (véanse los párrafos 883-888).

593. Conforme al enfoque del Tribunal discutido *supra* (secciones 4.4.3.c y 4.5.2), el área impactada es de 400 m<sup>2</sup> y el volumen total de suelo que ha de remediarse es de 800 m<sup>3</sup>. Teniendo en cuenta una contingencia del 30% (véase el párrafo 428), el costo total asciende a **USD 312.000** respecto de Cóndor Norte.

**aa. Gacela 1/8 y CPF**

594. Ecuador reclama USD 23.891.552 a fin de remediar 24.316,50 m<sup>3</sup> de suelo extraído de un área de 12.325 m<sup>2</sup>.<sup>1190</sup> Burlington cuestiona dicha reclamación y hace referencia a las actividades de perforación anteriores al Consorcio en el año 1991.<sup>1191</sup> Sin embargo, incluyó a Gacela 1/8 como sitio principal en el que puede justificarse la remediación de 1.350 m<sup>3</sup> de suelo en una superficie de 960 m<sup>2</sup>, por un costo total de USD 275.000.<sup>1192</sup> Asimismo, Burlington aseveró que las actividades de expansión de Petroamazonas habían “*resultado en remover suelo y vegetación por lo cual Ecuador reclama costos de remediación*” a fin de construir un oleoducto de 16 pulgadas que conecta los campos Oso y Gacela.<sup>1193</sup>

---

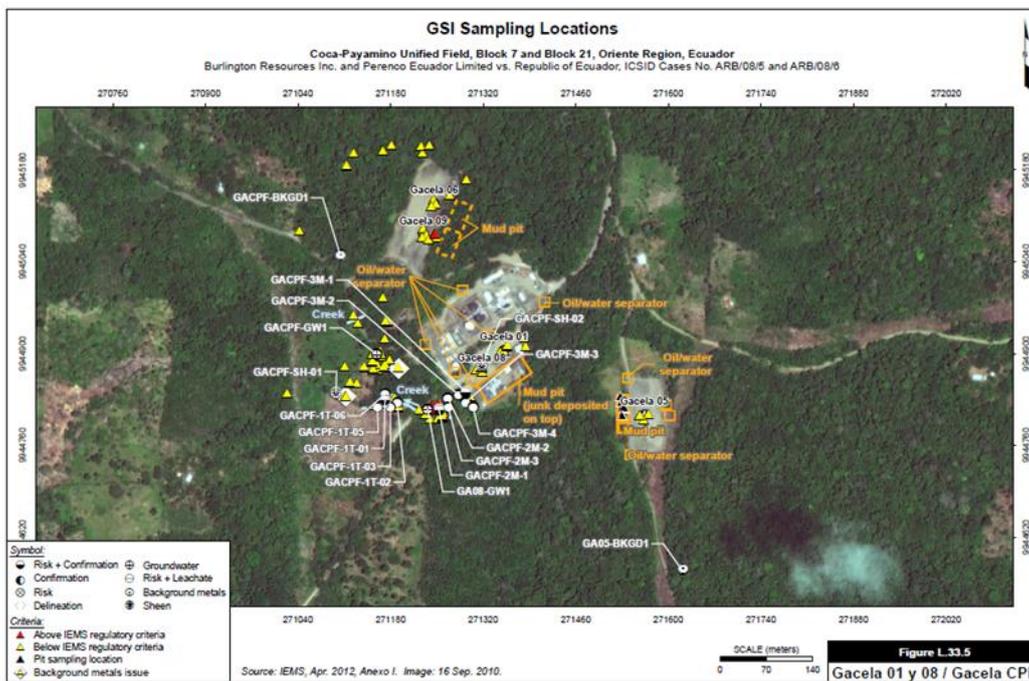
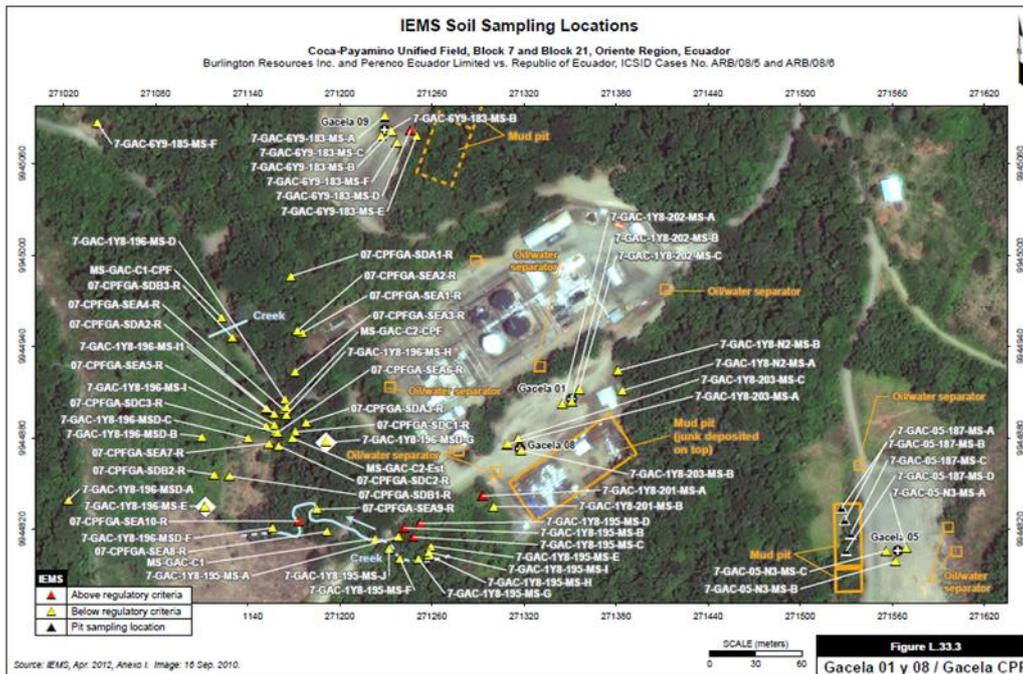
<sup>1190</sup> Adjunto Revisado 35 del IEMS IP4 (Excel), fila 21 (**Anexo E-500**). Compárese con: IEMS IP3, Anexo C, Gacela 1/8, págs. 21-22, y Gacela CPF Corregido, págs. 19-20; IEMS IP4, Adj. 38, Gacela CPF, pág. 16; 2º SMCC, ¶¶ 245-246; Réplica, ¶¶ 139-150.

<sup>1191</sup> GSI IP1, págs. 102-103; Tr. Visita del Sitio (Día 4) (ESP) (Presentación de la Sra. Renfroe en Gacela 1/8); C-ESPV, ¶ 24.

<sup>1192</sup> CMCC, ¶¶ 395, 431; GSI IP1, ¶¶ 233, 235 y Tabla 3; GSI IP2, Tabla 4.

<sup>1193</sup> Dúplica, ¶ 80; Saltos DT1, ¶¶ 311-312; Saltos DT2, ¶¶ 125-126.

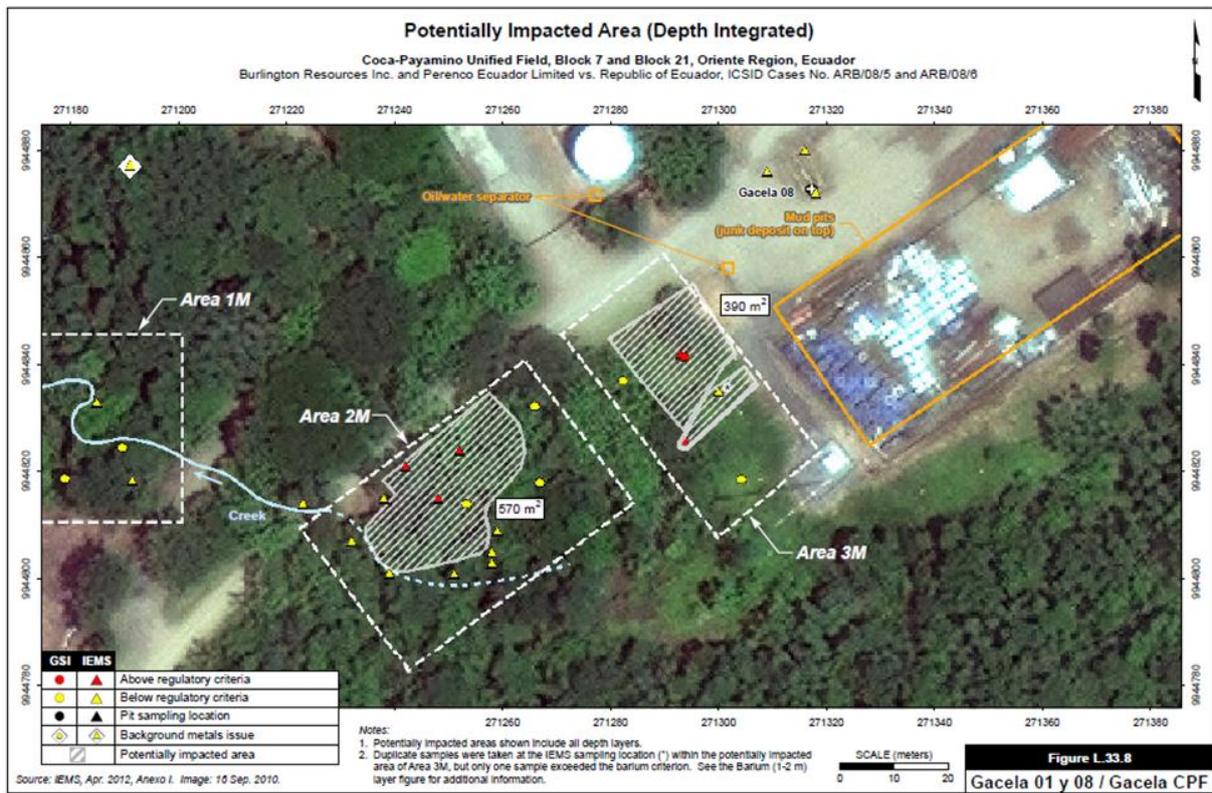
595. Las siguientes imágenes ilustran las locaciones de muestreo de IEMS<sup>1194</sup> y de GSI<sup>1195</sup> en Gacela 1/8 y CPF:



1194 GSI IP1, Ap. L, Figura L.33.3.

1195 *Id.*, Figura L.33.5.

596. La delineación por parte de GSI de las áreas potencialmente impactadas se ilustra *infra*:<sup>1196</sup>



597. Aplicando los criterios agrícolas a las locaciones fuera de la plataforma de conformidad con su enfoque de uso del suelo expuesto *supra* (sección 4.3.2.c), los resultados del muestreo revelan daño ambiental en dos áreas y en otros puntos de muestreo separados, con excedencias de TPH, bario, cadmio, plomo y vanadio dispersas alrededor del costado oeste de Gacela CPF y la plataforma Gacela 1/8.

598. La primera área se encuentra vinculada a Gacela 1/8. Es un área baja y pantanosa al suroeste con un arroyo que desemboca en una llanura al oeste de Gacela CPF. GSI identificó esta área como 2M. Los siguientes compuestos se encuentran allí en excedencia de los límites permisibles: bario, cadmio y vanadio.<sup>1197</sup> La excedencia

<sup>1196</sup> *Id.*, Figura L.33.8.

<sup>1197</sup> Muestras 7-GAC-1Y8-195-MS-A-1,5, 7-GAC-1Y8-195-MS-B-0,5, 7-GAC-1Y8-195-MS-B-1,1, 7-GAC-1Y8-195-MS-C-0,5, 7-GAC-1Y8-195-MS-D-0,5, 7-GAC-1Y8-195-MS-D-1,5, 7-GAC-1Y8-195-MS-D13, 7-GAC-1Y8-195-MS-D-2,2, 7-GAC-1Y8-195-MS-E-0,5, 7-GAC-1Y8-195-MS-E-1,2, 7-GAC-1Y8-195-MS-F-0,5 y 7-GAC-1Y8-195-MS-H-0,5. Véanse: GSI IP1, Ap. L, Tabla L.33.1 y Figura L.33.3; GSI IP2, Ap. D, Tabla D.3, págs. 50-51.

de vanadio alcanza un nivel de 460 mg/kg.<sup>1198</sup> Sobre el Área 2M existe otra área que GSI designó como 3M, la cual alberga diversas excedencias de bario.<sup>1199</sup>

599. La segunda área está vinculada a Gacela CPF, y el Tribunal la designa Área 1TR. Se encuentra ubicada en la llanura mencionada *supra* a lo largo de un pequeño arroyo debajo del separador de agua/aceite más al occidente en Gacela CPF. Allí, el Tribunal identificó diversas excedencias de cadmio y una excedencia de vanadio que alcanza el nivel de 373,5 mg/kg.<sup>1200</sup>
600. Además, hay varias excedencias en el área que GSI designó como Área 1M<sup>1201</sup> al igual que un poco más al oeste<sup>1202</sup> y al noroeste.<sup>1203</sup>
601. Oryx perforó Gacela 1 en el año 1991 y Gacela 8 en el año 1994.<sup>1204</sup> La CPF se construyó entre esas dos fechas.<sup>1205</sup> Gacela 1 es un pozo de producción, y, en el año 2004, el Consorcio convirtió a Gacela 8 en un pozo de inyección.<sup>1206</sup> Una revisión del registro histórico de derrames confirma que Gacela CPF sufrió diversos derrames a lo largo de los años.<sup>1207</sup> Los derrames anteriores al Consorcio debilitan la presunción de causalidad. Por el contrario, el registro también incluye varios

---

<sup>1198</sup> Muestra 7-GAC-1Y8-195-MS-B-0,5.

<sup>1199</sup> Muestras de IEMS 7-GAC-1Y8-201-MS-A-2,2, 7-GAC-1Y8-201-MS-A-3,1 y 7-GAC-1Y8-201-MS-B15; y muestras de GSI GACPF-3M-1-(2.8-3.1) y GACPF-3M-3-(1.0-2.0). Véanse: GSI IP1, Ap. L, Tablas L.33.1, L.33.4 y L.33.5, y Figuras L.33.3 y L.33.5; GSI IP2, Ap. D, Tabla D.3, págs. 50-51. Para las locaciones de muestreo de GSI, véase, asimismo: GSI IP1, Ap. D, Anexo D.3.4.

<sup>1200</sup> Muestras 7-GAC-1Y8-196-MS-I-0,5, 7-GAC-1Y8-196-MS-I-1,5, 7-GAC-1Y8-196-MS-H-1,5 y 7-GAC-1Y8-196-MSD-G-0,7.

<sup>1201</sup> Muestra 07-CPFGA-SEA10-R.

<sup>1202</sup> Muestra 7-GAC-1Y8-196-MS-E-1,1.

<sup>1203</sup> Muestra 7-GAC-1Y8-196-MSD-B-0,5.

<sup>1204</sup> Alegato de Apertura de Ecuador, Anexo Demostrativo 2 – Cronograma de piscinas de lodo en los Bloques 7 y 21 hasta el año 2009, líneas 37-38 (**Anexo E-563**); GSI IP1, Ap. L.33, pág. 2.

<sup>1205</sup> IEMS IP3, Anexo C, Gacela CPF Corregido, pág. 5.

<sup>1206</sup> Reacondicionamientos de Pozos en Bloques 7 y 21 de años 1992 a 2012, Gacela 8, Reacondicionamiento # 5, julio de 2004 (**Anexo E-573**).

<sup>1207</sup> Los derrames anteriores al Consorcio incluyen lo siguiente: un derrame de 1 barril de crudo el día 5 de diciembre de 1994 en el sumidero del quemador debido a una falla de equipamiento, respecto del cual no hubo recuperación por parte de Oryx; un derrame de 2 barriles de crudo el día 9 de mayo de 1995 en el separador debido a una falla de equipamiento, de los cuales 1 barril fue recuperado por Oryx; un derrame de 4 barriles de crudo el día 21 de octubre de 1995 en el Tanque 101 debido a mal funcionamiento, de los cuales 2 barriles fueron recuperados por Oryx; un derrame de 4 barriles de crudo el día 18 de febrero de 1997 en el separador Monarch debido a una falla de equipamiento, de los cuales 3 barriles fueron recuperados por Oryx; y un derrame de 5 barriles de crudo el día 24 de septiembre de 1998 en el sumidero debido a una falla de equipamiento, de los cuales 3 barriles fueron recuperados por Petroproducción. Véase: GSI IP1, Ap. B.3.

derrames importantes no denunciados bajo la operatoria del Consorcio, que el Sr. Saltos intentó justificar explicando que el crudo estaba contenido dentro de los muros de retención de la CPF.<sup>1208</sup> No obstante, hay indicios en el expediente de que el derrame no denunciado de 100 barriles de agua de formación y crudo el día 20 de enero de 2007 llegó parcialmente al separador API al oeste de la CPF y, por lo tanto, se encontraba muy próximo al Área 1TR.<sup>1209</sup> GSI también mencionó un derrame supuestamente remediado al oeste del separador API en el año 2007 de 3 barriles de agua de producción y 26 litros de petróleo.<sup>1210</sup> Además, el día 12 de junio de 2008, hubo otro derrame de crudo no denunciado en un lugar no especificado de 17 barriles, 15 de los cuales fueron aparentemente recuperados.<sup>1211</sup> Por último, el Tribunal resalta que no se recogió ni una muestra a efectos de la Auditoría Ambiental del año 2008, sin perjuicio de estos derrames numerosos y, en ocasiones, importantes.<sup>1212</sup> Estos elementos refuerzan la presunción de causalidad respecto de Gacela CPF, en particular, en lo que concierne al Área 1TR.

602. Con respecto a Gacela 1/8, la evidencia de perforaciones y reacondicionamientos anteriores al Consorcio tiende a refutar la presunción de causalidad. Sin embargo, diversos sucesos adicionales durante la operatoria del Consorcio efectivamente confirman la presunción. Un derrame de 3 barriles de agua de producción el 2 de octubre de 2004 se denunció ante la DINAPA el día 5 de octubre de 2004,<sup>1213</sup> y un derrame de 2-3 galones de crudo tuvo lugar el 2 de octubre de 2005 debido a la apertura incorrecta de una válvula por parte de un técnico.<sup>1214</sup> El expediente también revela que, entre los años 2002 y 2007, el Consorcio llevó a cabo tres reacondicionamientos en el pozo Gacela 1 involucrando el uso de químicos durante la reparación o el reemplazo de las bombas.<sup>1215</sup> El Consorcio también perforó en el pozo Gacela 8 en el año 2004 cuando lo convirtió en un pozo de inyección.<sup>1216</sup> Por

---

<sup>1208</sup> Saltos DT2, ¶¶ 75, 77.

<sup>1209</sup> Solís DT2, ¶ 76, punto 7 y Anexo 45 (reporte interno de derrames de fecha 20 de enero de 2007).

<sup>1210</sup> GSI IP1, Ap. L.33, pág. 4.

<sup>1211</sup> Réplica, ¶ 46; GSI IP1, Ap. B.3, línea 93.

<sup>1212</sup> Auditoría Ambiental Bloque 7, noviembre de 2008, pág. 40, Tabla 3-3 (**Anexo E-252**).

<sup>1213</sup> GSI IP1, Ap. B.3, línea 73.

<sup>1214</sup> Saltos DT1, Anexo A.

<sup>1215</sup> Reacondicionamientos de Pozos en Bloques 7 y 21 de años 1992 a 2012, Gacela 1, Reacondicionamiento # 8, agosto de 2002, Reacondicionamiento # 9, mayo de 2005, y Reacondicionamiento # 10, junio de 2007 (**Anexo E-573**).

<sup>1216</sup> Reacondicionamientos de Pozos en Bloques 7 y 21 de años 1992 a 2012, Gacela 8, Reacondicionamiento # 5, julio de 2004 (**Anexo E-573**).

último, el Tribunal destaca que no se recogió ni una sola muestra a efectos de la auditoría del año 2008.<sup>1217</sup>

603. A la luz de este registro, el Tribunal analiza la refutación de la presunción de causalidad, junto con la consiguiente atribución de responsabilidad, de la siguiente manera:

- i. Burlington es plenamente responsable de la condición ambiental en el Área 1TR, principalmente debido a los derrames no denunciados en los años 2007 y 2008.
- ii. Burlington es parcialmente responsable de la condición ambiental en las Áreas 2M y 3M en una proporción del 50 %. Esta proporción se determina puesto que se considera que Burlington superado parcialmente la presunción. En efecto, es plausible que la perforación anterior al Consorcio sea una causa importante de la contaminación, a pesar de que hubo derrames en Gacela 1/8 bajo la vigilancia del Consorcio además de diversos reacondicionamientos, y de que no se tomaron muestras en ocasión de la auditoría del año 2008.
- iii. Burlington es plenamente responsable de la condición ambiental en el Área 1T. Es cierto que Petroamazonas construyó un oleoducto y es titular de un derecho de vía en esa locación,<sup>1218</sup> pero no hay prueba alguna de su ubicación exacta ni de que se ubique de modo de haber afectado el Área 1T.<sup>1219</sup> En todo caso, la Visita del Sitio confirmó que el presunto derecho de vía no es tan amplio como el de Mono CPF.

604. Finalmente, Burlington es responsable de remediar todos los demás puntos de excedencia al noroeste del Área 1T, dado que no refutó la presunción de que causó el daño observado.

605. De conformidad con la metodología general del Tribunal (secciones 4.4.3.c y 4.5.2), los costos de remediación correspondientes a estas áreas son los siguientes:

---

<sup>1217</sup> Auditoría Ambiental Bloque 7, noviembre de 2008, pág. 40, Tabla 3-3 (**Anexo E-252**).

<sup>1218</sup> Dúplica, ¶ 80; Saltos DT2, ¶¶ 125-126.

<sup>1219</sup> El Sr. Saltos proporcionó una fotografía del derecho de vía en construcción, que no parece reflejar el Área 1M, sino un área un poco más al suroeste. Véase: Saltos DT1, ¶ 311.

- i. El área impactada en el Área 1TR es de 600 m<sup>2</sup> y el volumen total de suelo que ha de remediarse es de 1.000 m<sup>3</sup>.<sup>1220</sup> Teniendo en cuenta una contingencia del 30 % (véase el párrafo 428), el costo total que debe pagar Burlington asciende a **USD 390.000**.
- ii. Si bien el Tribunal en principio coincide con la interpolación que GSI efectuó en el Área 2M,<sup>1221</sup> aumenta el área impactada de 570 m<sup>2</sup> a 700 m<sup>2</sup> a fin de incluir la remediación de ambas orillas del arroyo y el terreno en que el arroyo alcanza la alcantarilla. Puesto que el área impactada a 2 metros de profundidad es más grande que en la capa superior, pero no se superpone totalmente,<sup>1222</sup> el Tribunal decidió colapsar ambas capas por un volumen total de suelo que a ser remediado de 1.400 m<sup>3</sup>. Por lo tanto, el costo de remediación asciende a USD 546.000, incluida una contingencia del 30 % (véase el párrafo 428). De este monto, Burlington deberá pagar el 50 %, es decir, **USD 273.000**.
- iii. En principio, el Tribunal también acepta la delineación por parte de GSI del Área 3M.<sup>1223</sup> No obstante, extiende el área impactada alrededor de la muestra GACPF-3M-3-(1.0-2.0) en 110 m<sup>2</sup> a fin de incluir una superficie en la pendiente descendente, lo que asciende a un área impactada total de 500 m<sup>2</sup>. En tanto la contaminación de bario alcanza los 4 metros de profundidad y la capa inferior es la más grande en términos de área impactada,<sup>1224</sup> el Tribunal colapsó las cuatro capas por un volumen total de suelo de 2.000 m<sup>3</sup>. Con una contingencia del 20 % (véase el párrafo 428), el costo de remediación asciende a un total de USD 720.000, del cual Burlington deberá pagar el 50 %, esto es, **USD 360.000**.

<sup>1220</sup> El área impactada alrededor de las muestras 7-GAC-1Y8-196-MS-I-0,5 y 7-GAC-1Y8-196-MS-I-1,5 es de 200 m<sup>2</sup>. Con una profundidad de 2 metros, el volumen de suelo es de 400 m<sup>3</sup>. El área impactada alrededor de la muestra 7-GAC-1Y8-196-MS-H-1,5 es de 200 m<sup>2</sup> y, con una profundidad de 2 metros, el volumen de suelo es de 400 m<sup>3</sup>. Por último, el área impactada alrededor de la muestra 7-GAC-1Y8-196-MSD-G-0,7 es de 200 m<sup>2</sup> y, con una profundidad de 1 metro, el volumen de suelo es de 200 m<sup>3</sup>. Véase: GSI IP1, Ap. L, Figura L.33.3.

<sup>1221</sup> GSI IP1, Ap. L, Tabla L.33.E.1, y Figuras L.33.8, L.33.E.A.1, L.33.E.A.2, L.33.E.B.1 y L.33.E.B.2.

<sup>1222</sup> Compárese con: GSI IP1, Ap. L, Figuras L.33.E.B.1 y L.33.E.B.2.

<sup>1223</sup> GSI IP1, Ap. L, Tabla L.33.E.1, y Figuras L.33.8, L.33.E.A.2, L.33.E.A.3, L.33.E.A.4, L.33.E.B.2, L.33.E.B.3 y L.33.E.B.4.

<sup>1224</sup> Compárese con: GSI IP1, Ap. L, Figuras L.33.E.A.2, L.33.E.A.3 y Figura L.33.E.A.4. Véanse, asimismo: Figuras L.33.E.B.2, L.33.E.B.3 y L.33.E.B.4.

- iv. El área impactada en el Área 1T es de 200 m<sup>2</sup> y el volumen de suelo representa 200 m<sup>3</sup>. Teniendo en cuenta una contingencia del 20% (véase el párrafo 428), el costo de remediación en dicha locación asciende a **USD 72.000**.
- v. El área impactada alrededor de los puntos de excedencia separados al noroeste del Área 1T representa un total de 280 m<sup>2</sup>, el cual comprende 200 m<sup>2</sup> alrededor de la excedencia de plomo a una profundidad de 2 metros<sup>1225</sup> y 80 m<sup>2</sup> alrededor de la leve excedencia de cadmio a una profundidad de 1 metro.<sup>1226</sup> El volumen total de suelo es de 480 m<sup>3</sup> y el costo total, incluida una contingencia del 30 % (véase el párrafo 428), asciende a **USD 187.200**.
606. En conclusión, teniendo en cuenta la atribución de responsabilidad, Burlington deberá pagar un total de **USD 1.282.200** para remediar Gacela 1/8 y la CPF.

**bb. Gacela 2**

607. Ecuador reclama USD 17.434.730 a fin de remediar 19.962,80 m<sup>3</sup> de suelo que cubre un área de 14.785 m<sup>2</sup>.<sup>1227</sup> Aunque Burlington reconoce el impacto sufrido por una superficie de 340 m<sup>2</sup> fuera del ángulo suroeste de la plataforma, el cual representa 340 m<sup>3</sup> de suelo que debe remediarse por un costo de USD 158.000, niega haber causado las excedencias observadas. Argumenta que “Perenco y Burlington nunca operaron en esta plataforma -no perforaron, no instalaron una piscina de lodo- por lo que nada de la contaminación que estamos analizando es atribuible al Consorcio de Burlington y Perenco”.<sup>1228</sup>

---

<sup>1225</sup> Muestra 7-GAC-1Y8-196-MS-E-1,1.

<sup>1226</sup> Muestra 7-GAC-1Y8-196-MSD-B-0,5.

<sup>1227</sup> Adjunto Revisado 35 del IEMS IP4 (Excel), fila 16 (**Anexo E-500**). Compárese con: IEMS IP3, Anexo C, Gacela 2 Corregido, págs. 21-22; IEMS IP4, Adj. 38, Gacela 2, págs. 20-21; 2º SMCC, ¶¶ 238-239.

<sup>1228</sup> Tr. Visita del Sitio (Día 4) (ESP) (Presentación de la Sra. Miller en Gacela 2); C-ESPV, ¶ 24.

608. Las siguientes figuras ilustran las locaciones de muestreo de IEMS<sup>1229</sup> y de GSI<sup>1230</sup> en Gacela 2:

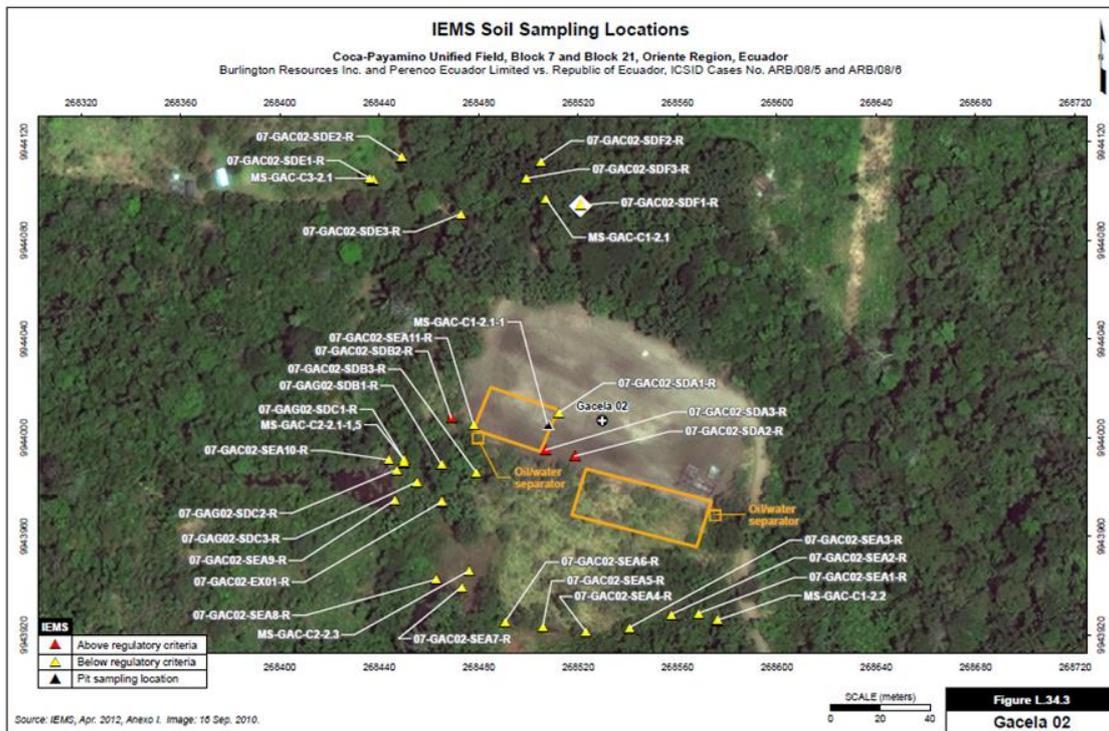


Figure L.34.3  
Gacela 02

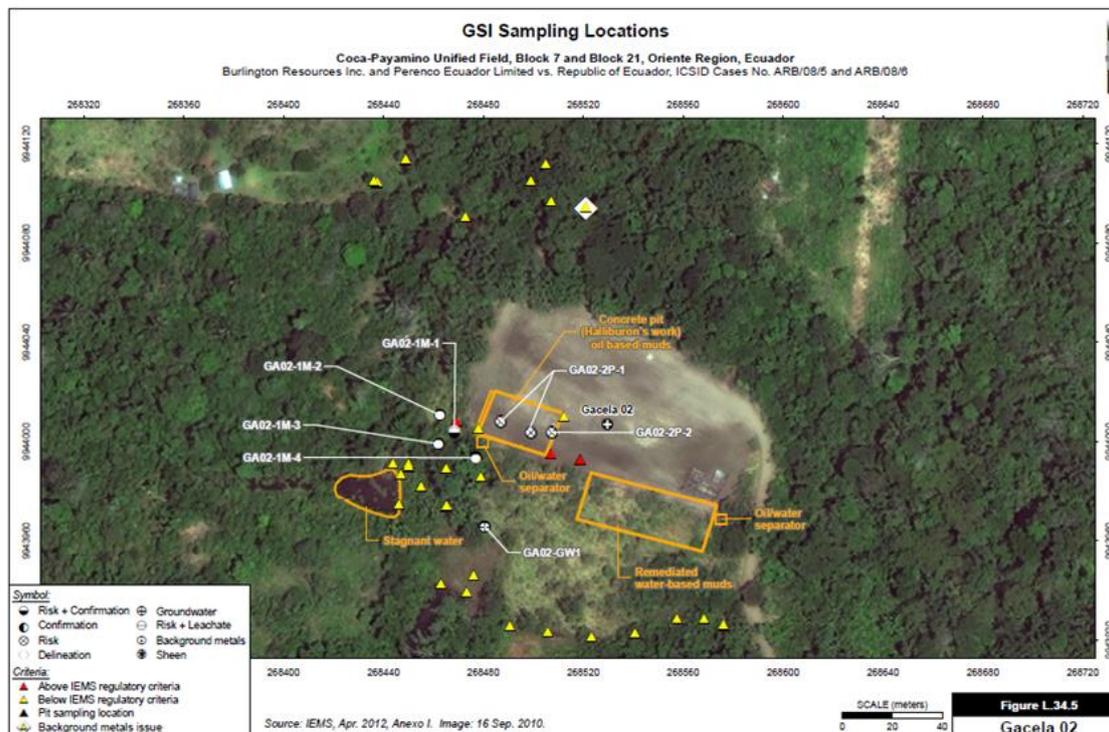


Figure L.34.5  
Gacela 02

1229 GSI IP1, Ap. L, Figura L.34.3.

1230 *Id.*, Figura L.34.5.



mientras que el nivel de TPH está justo por debajo de 20.000 mg/kg.<sup>1235</sup> También identificó cuatro excedencias de bario en el área que GSI designó Área 1M.<sup>1236</sup> Por último, hay cinco puntos de excedencia al norte de la plataforma que demuestran que el suelo está contaminado con cadmio, cuyo nivel máximo alcanza 4,62 mg/kg.<sup>1237</sup>

612. Gacela 2 fue perforado por Oryx en el año 1992. En el año 1994, en Gacela 2A se realizó una perforación direccional, y en Gacela 2B se realizó una perforación horizontal en el año 1997.<sup>1238</sup> Los muros de la piscina que contenían lodos a base de petróleo en el ángulo suroeste de la plataforma fueron remediados, el contenido de la piscina fue cementado, y la piscina fue finalmente taponada en el año 1998.<sup>1239</sup> Un pozo se cerró en el año 1999,<sup>1240</sup> y, aunque Burlington argumentó que el Consorcio nunca produjo petróleo en ese sitio,<sup>1241</sup> parece ser que el Consorcio llevó a cabo un reacondicionamiento en el pozo Gacela 2B mediante la perforación

---

encuentra ubicada en la piscina del Área 2P. Véase: GSI IP1, Ap. D, Anexo D.2, pág. 11. El Tribunal subraya, asimismo, la explicación de Burlington en la Visita del Sitio de que GSI revisó las dimensiones de la piscina en el Área 2P luego de analizar el reporte de taponamiento de piscinas del año 1998, donde se indica que, de hecho, la piscina tiene 40 metros de longitud. Una vez analizado el reporte de taponamiento, el Tribunal acepta esta posición, aunque observa que la muestra 07-GAC02-SDA-2 todavía parece estar ubicada fuera del área de la piscina, sobre la base de la escala contenida en los mapas de GSI. Por consiguiente, se considera que la muestra 07-GAC02-SDA3-R se encuentra dentro de la piscina. Véase, por ejemplo: GSI IP1, Ap. L, Figura L.34.3. Véanse, asimismo: Tr. Visita del Sitio (Día 4) (ESP) (Presentación de la Sra. Miller en Gacela 2); Taponamiento de piscina de excedentes de perforación de Gacela 2 por Llori Hnos., 1998 (CP-00026749 – 00026922), pág. 68, Anexo N.º 1 (**Anexo E-472**).

<sup>1235</sup> GSI IP2, Ap. D, Tabla D.3, págs. 51-52.

<sup>1236</sup> Muestra de IEMS 07-GAC02-SDB2-R(0,5-0,6)m, y muestras de GSI GA02-1M-1-(0.0-0.3), GA02-1M-1-(0.5-0.6) y GA02-1M-2-(0.0-1.0). Véanse: GSI IP2, Ap. D, Tabla D.3, pág. 52; GSI IP1, Ap. L, Tablas L.34.3, L.34.4 y L.34.5.

<sup>1237</sup> Muestras 07-GAC02-SDE2-R(0,5-0,7)m, 07-GAC02-SDE3-R(0,6-0,8)m, 07-GAC02-SDF1-R(0,4-0,6)m, 07-GAC02-SDF2-R(0,6-0,8)m y 07-GAC02-SDF3-R(2,4-2,5)m.

<sup>1238</sup> GSI IP2, Ap. B.5; Alegato de Apertura de Ecuador, Anexo Demostrativo 2 – Cronograma de piscinas de lodo en los Bloques 7 y 21 hasta el año 2009, líneas 39-40 (**Anexo E-563**).

<sup>1239</sup> Taponamiento de piscina de excedentes de perforación de Gacela 2 por Llori Hnos, febrero de 1998 (CP-00026749 – 00026922), pág. 29, ítem 4 y 65 (**Anexo E-472**). Véase: Tr. Visita del Sitio (Día 4) (ENG) 17:6-18 (Tribunal, Connor).

<sup>1240</sup> GSI IP1, Ap. L.34, pág. 2.

<sup>1241</sup> Burlington lo expresa en los siguientes términos: “Gacela 2, no tiene operaciones después de 1999. El Consorcio y Burlington nunca operaron aquí, nunca produjeron petróleo aquí”. Tr. Visita del Sitio (Día 4) (ESP) (Presentación de la Sra. Miller en Gacela CPF).

de los reservorios Basal Tena y Napo “T”,<sup>1242</sup> los cuales estuvieron en funcionamiento durante un período breve en el año 2004.<sup>1243</sup>

613. El registro histórico de derrames revela un derrame de 1 barril de crudo en el año 1994, un derrame de 0,1 barriles de crudo en el año 1998 y un derrame de 0,24 barriles de crudo en el año 2003.<sup>1244</sup> IEMS también señaló una serie de quejas por parte de los individuos afectados.<sup>1245</sup> Según una entrevista que IEMS le hiciera al Sr. Cesar Angamarca, la avería de una tubería superficial afectó el arroyo al sur de la plataforma.<sup>1246</sup> Asimismo, el 29 de junio de 2007, el Sr. Ángel Verdezoto presentó una queja ante el Ministerio de Energía y Minas en relación con las descargas de drenaje que tuvieron lugar el 25 de abril de 2007.<sup>1247</sup> Además, la propietaria de las tierras circundantes, la Sra. Narcisa Gutiérrez, presentó una queja ante el defensor del pueblo el 15 de octubre de 2007 “*por falta de compensación y remediación de la contaminación resultante de las actividades hidrocarburíferas desarrolladas en sus tierras*”.<sup>1248</sup> Del mismo modo, el día 18 de diciembre de 2007, varios individuos presentaron una queja ante el defensor del pueblo en cuanto a “*la contaminación ocasionada el día 3 de julio de 2006 a los ríos y las tierras circundantes*”.<sup>1249</sup>
614. En aras de minimizar la importancia de estas quejas, GSI esencialmente opinó que IEMS invocaba “*reclamaciones anecdóticas vagas*”.<sup>1250</sup> No obstante, según el Tribunal, estos ejemplos tienden a demostrar que es posible que, en realidad, Gacela 2 no haya sido operada correctamente. Cabe destacar también que no se tomó ni una sola muestra a efectos de la Auditoría Ambiental del Bloque 7 del año

---

<sup>1242</sup> El reporte de reacondicionamiento indica lo siguiente: “No se logró realizar las perforaciones a Basal Tena ya que hubo obstrucción en el liner de 5", por lo que se completó el pozo para producir de Napo ‘T’”. El reporte también menciona tanto el uso de químicos como el retiro de ripios y lodos. Véase: Reacondicionamientos de Pozos en Bloques 7 y 21 de años 1992 a 2012, Reacondicionamiento # 2 Gacela 2B, febrero de 2003, págs. 8 y 9-10, puntos 11-13, 17-18 (**Anexo E-573**). Véase, asimismo: *Id.*, Reacondicionamiento # 2, Gacela 2B, Procedimiento de Trabajo, noviembre de 2002, pág. 8, punto 10 (**Anexo E-573**). Véase, además: R-ESPV, ¶ 200.

<sup>1243</sup> Gráfico que analiza la producción de petróleo y los datos de ensayo por campo, reservorio y pozo para los Bloques 7 y 21, pág. 838 (**Anexo E-239**).

<sup>1244</sup> GSI IP1, Ap. B.3.

<sup>1245</sup> IEMS IP4, Adj. 38, Gacela 2, págs. 6-10.

<sup>1246</sup> *Id.*, REC N.º 7-GAC-02-371.

<sup>1247</sup> *Id.*, REC N.º 7-GAC-2-431.

<sup>1248</sup> *Id.*, REC N.º 7-GAC-2-429.

<sup>1249</sup> *Id.*, REC N.º 7-GAC-2-422.

<sup>1250</sup> GSI IP1, Ap. L.34, págs. 7-10.

2008.<sup>1251</sup> La auditoría del año 2008 de hecho menciona que las cunetas perimetrales y las trampas de grasa no se mantenían en buenas condiciones. Por último, el Consorcio adoptó un plan de abandono que nunca se llevó a cabo.<sup>1252</sup>

615. En vista de todos estos elementos, en particular, del hecho de que la piscina ubicada en el ángulo suroeste fue remediada y compactada con cemento con anterioridad al período del Consorcio y de que el Consorcio llevó a cabo un reacondicionamiento en ese sitio, el Tribunal considera que Burlington no refutó la presunción de causalidad y declara a Burlington responsable de la condición ambiental tanto en el Área 1M como en la plataforma. Burlington también es responsable de remediar las excedencias al norte y noroeste de la plataforma, dado que no brindó explicación alguna acerca de estas excedencias y, por ende, dejó intacta la presunción.
616. Con respecto a estas distintas áreas, conforme a su enfoque general (secciones 4.4.3.c y 4.5.2), el Tribunal establece la magnitud de la contaminación y los costos de remediación de la siguiente manera:
- i. GSI propuso un área impactada en el Área 1M de 340 m<sup>2</sup>.<sup>1253</sup> El Tribunal aumenta la superficie a 400 m<sup>2</sup> a fin de incluir la totalidad del suelo comprendido entre dicha área y la plataforma, y, en particular, el separador de agua/aceite.<sup>1254</sup> En consecuencia, el volumen total de suelo representa 400 m<sup>3</sup> y, teniendo en cuenta una contingencia del 30 % (véase el párrafo 428), el costo total asciende a **USD 156.000**.
  - i. El área impactada por la excedencia en la plataforma es de 80 m<sup>2</sup>, el volumen de suelo representa 160 m<sup>3</sup>, y, con una contingencia del 20 % (véase el párrafo 428), el costo total asciende a **USD 57.600**.
  - ii. Por último, el área impactada respecto de las cinco excedencias de cadmio separadas al noroeste de la plataforma es de 1.000 m<sup>2</sup>, con un volumen total

---

<sup>1251</sup> Auditoría Ambiental Bloque 7, noviembre de 2008, pág. 40, Tabla 3-3 (**Anexo E-252**).

<sup>1252</sup> Auditoría Ambiental Bloque 7, noviembre de 2008, pág. 90, Tabla 5.1a (**Anexo E-252**). Véase, asimismo: *Id.*, Anexo B.3, Fotografías GA. 11 y GA. 12. Véase, asimismo, la lista de verificación para Gacela 2: *Id.*, págs. 289-292.

<sup>1253</sup> GSI IP1, Ap. L, Tabla L.34.E.1, y Figuras L.34.E.A.1 y L.34.E.B.1.

<sup>1254</sup> Véase, for ejemplo: GSI IP1, Ap. L, Figuras L.34.8 y L.34.E.B.1.

de suelo que representa 1.400 m<sup>3</sup><sup>1255</sup> y un costo de remediación de **USD 546.000**, el cual incluye una contingencia del 30 % (véase el párrafo 428).

617. En total, el costo de remediación que Burlington debe pagar por Gacela 2 asciende a **USD 759.600**.

**cc. Gacela 4**

618. Ecuador reclama USD 13.092.445 para remediar 13.458,90 m<sup>3</sup> de suelo que cubren un área de 11.139 m<sup>2</sup>.<sup>1256</sup> Burlington rechaza esa reclamación y alega que no se justifica remediación alguna en ese sitio.<sup>1257</sup> Burlington asimismo hizo referencia a la construcción del oleoducto Oso-Gacela por parte de Petroamazonas junto a la plataforma Gacela 4.<sup>1258</sup>
619. La siguiente figura ilustra las locaciones de muestreo de IEMS;<sup>1259</sup> GSI no recolectó muestras en Gacela 4.<sup>1260</sup>

---

<sup>1255</sup> El área impactada es de 200 m<sup>2</sup> alrededor de cada punto de excedencia. La profundidad de la contaminación es de 1 metro en cuatro puntos de excedencia y de 3 metros en la locación de muestreo 07-GAC02-SDF3-R. Véase: GSI IP1, Ap. L, Tabla L.34.1.

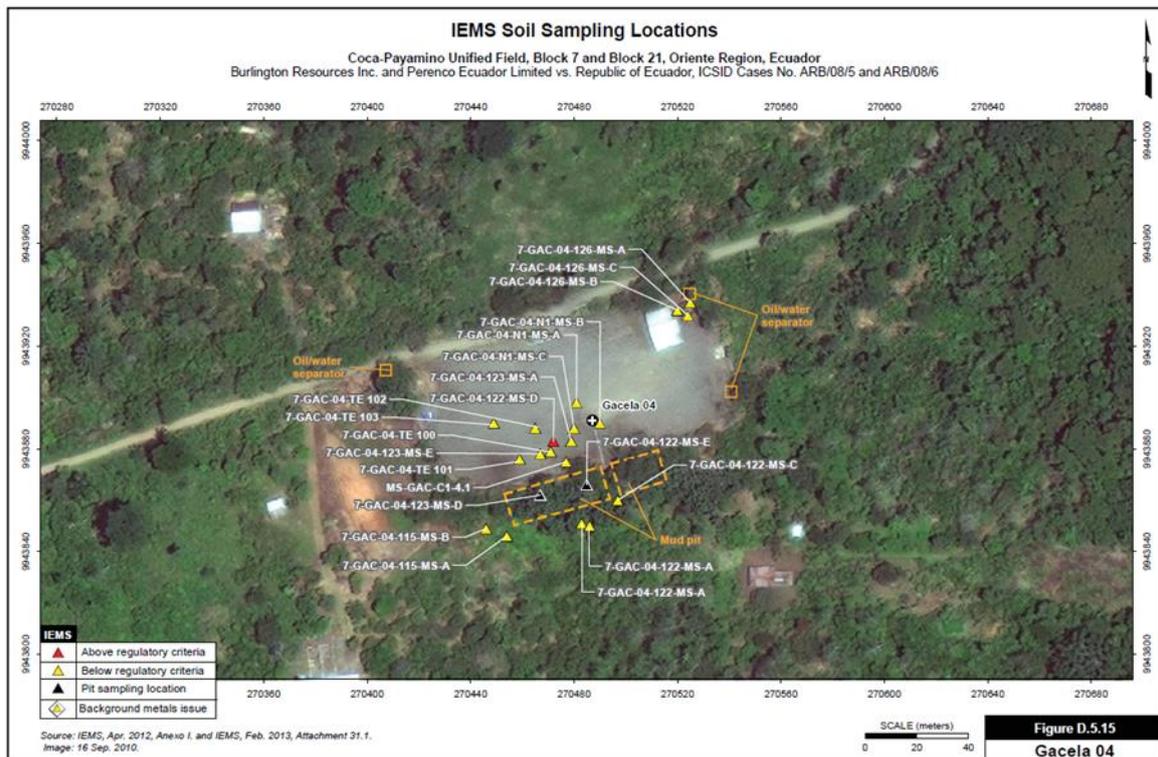
<sup>1256</sup> Adjunto Revisado 35 del IEMS IP4 (Excel), fila 18 (**Anexo E-500**). Compárese con: IEMS IP3, Anexo C, Gacela 4, pág. 19; IEMS IP4, Adj. 38, Gacela 4, pág. 18; 2º SMCC, ¶ 241; Réplica, ¶ 195(xviii). Véase, asimismo: Sitio remodelado para Gacela 4, agosto de 2013, Figura 06-B, (**Anexo E-499**).

<sup>1257</sup> GSI IP1, Ap. L.36; GSI IP2, Tablas 1 y 3. Para las explicaciones de Burlington respecto de los modelos creados por IEMS para el sitio, remítase a: C-EPA, ¶¶ 160-161.

<sup>1258</sup> GSI IP1, Ap. L.36, pág. 1.

<sup>1259</sup> GSI IP2, Ap. D, Figura D.5.15.

<sup>1260</sup> GSI IP1, Ap. L.36; GSI IP2, Ap. D, Tabla D.4.



620. Siguiendo su enfoque sobre el uso del suelo (sección 4.3.2.c), el Tribunal identificó una excedencia de TPH en la plataforma con arreglo a los criterios de uso industrial,<sup>1261</sup> y una excedencia de cadmio al sudoeste de la plataforma aplicando los criterios de uso agrícola del suelo a las locaciones fuera de la plataforma.<sup>1262</sup>
621. Sólo hay escasos indicios de derrames históricos en esa locación.<sup>1263</sup> Junto a alguna “*mancha menor localizada*”, GSI mencionó sólo un derrame sin fecha junto a la bomba Power Oil, el cual, según GSI, fue informado y remediado.<sup>1264</sup> Además, el Sr. Solís, testigo de Ecuador, mencionó un derrame no reportado de 2 a 3 galones de crudo el 3 de agosto de 2008 “afectando un área de 40m<sup>2</sup> de tierra y vegetación, por un fallo en la operación del pozo Gacela 4”.<sup>1265</sup> Además, el expediente muestra que el Consorcio realizó diversos reacondicionamientos en ese pozo, incluido un

<sup>1261</sup> Muestra 7-GAC-04-122-MS-D-1,5. Véanse: IEMS IP4, Adj. 38, Gacela 4, págs. 9-16; GSI IP1, Ap. L, Tabla L.36.1 y Figuras L.36.3 y L.36.4; GSI IP2, Ap. D, Tabla D.3, págs. 54-55 y Figuras D.1.18 y D.5.15.

<sup>1262</sup> Muestra 7GAC-04-115-MS-A-1,2.

<sup>1263</sup> GSI IP1, Ap. B.3; Saltos DT1, Anexo A; Solís DT2, ¶ 76.

<sup>1264</sup> GSI IP1, Ap. L.36, pág. 4.

<sup>1265</sup> Solís DT2, ¶ 76, punto 18 y Anexo 56 (correo electrónico del Supervisor de B7 HES, 4 de agosto de 2008). El Tribunal observa que este correo electrónico fue enviado al Sr. Saltos, que no mencionó este derrame en su propia lista de derrames. El Tribunal observa además que el correo electrónico menciona un próximo reacondicionamiento.

reacondicionamiento en el año 2003 con perforación en el reservorio Napo “U” que implicó el uso de químicos.<sup>1266</sup> Por último, el Tribunal observa que no se tomaron muestras de suelo para la Auditoría Ambiental del año 2008 y que la auditoría informó que los drenajes perimetrales y las trampas de grasa se encontraban en malas condiciones.<sup>1267</sup>

622. Sobre esa base, el Tribunal considera que Burlington es completamente responsable de remediar las excedencias en Gacela 4 identificadas *supra*. Esto es aplicable a la excedencia de TPH en la plataforma y a la excedencia fuera de la plataforma, en un área que no parece afectada por las actividades de expansión de Petroamazonas.<sup>1268</sup>
623. El área impactada en la plataforma se extiende más allá de los 80 m<sup>2</sup>; el volumen de suelo asciende a 160 m<sup>3</sup>; y al aplicar una contingencia de 20% (véase el párrafo 428), el costo de remediación asciende a un total de **USD 57.600**. El área impactada fuera de la plataforma se extiende a 200 m<sup>2</sup>; el volumen de suelo que debe remediarse asciende a 400 m<sup>3</sup>; y, con una contingencia de 20% (véase el párrafo 428), el costo de remediación asciende a un total de **USD 144.000**. En conclusión, el costo total de remediación en Gacela 4 a ser sufragado por Burlington asciende a la suma de **USD 201.600**.

#### **dd. Gacela 5**

624. Ecuador reclama la suma de USD 2.015.056 para remediar 1.950 m<sup>3</sup> de suelo a ser tomado de un área de 600 m<sup>2</sup>.<sup>1269</sup> Burlington controvierte esa reclamación y alega que no existen excedencias en ese sitio.<sup>1270</sup>

---

<sup>1266</sup> Reacondicionamientos de pozos en los Bloques 7 y 21 de años 1992 a 2012, Gacela 4, Reacondicionamiento # 5, febrero de 2003, págs. 2 y 5, punto 24 (**Anexo E-573**). En el año 2008, el Consorcio realizó los reacondicionamientos ## 6-9 que consistieron en reparaciones de bombas, el último implicó el uso de químicos. Véase: *Id.*, Resultados reacondicionamiento # 9, octubre de 2008, pág. 2. Véase, asimismo: R-EPA, ¶ 200.

<sup>1267</sup> Auditoría Ambiental Bloque 7, noviembre de 2008, pág. 40, Tabla 3-3 y pág. 90, Tabla 5.1a (**Anexo E-252**).

<sup>1268</sup> Compárese la locación de muestreo con el tramo del derecho de vía para el oleoducto Oso-Gacela. Véase: GSI IP1, Ap. L.36, pág. 1 y Figura L.36.3.

<sup>1269</sup> Adjunto Revisado 35 del IEMS IP4 (Excel), fila 19 (**Anexo E-500**). Compárese con: IEMS IP3, Anexo C, Gacela 5, págs. 12-13; 2º SMCC, ¶ 242.

<sup>1270</sup> GSI IP2, Tablas 1 y 3.

625. Dejando de lado por el momento el suelo de las piscinas, no hay excedencias fuera de la plataforma bajo ninguno de los criterios regulatorios. Sin embargo, hay una excedencia de plomo (587,3 mg/kg) junto al pozo Gacela 5.<sup>1271</sup>
626. Burlington no informó derrames históricos en ese sitio.<sup>1272</sup> Sin embargo, el expediente muestra un derrame no informado de 3,14 barriles de petróleo cerca de la unidad Power Oil que tuvo lugar el 7 de septiembre de 2007 “debido a corrosión severa de la línea de flujo Gacela 5”.<sup>1273</sup> Además, el Consorcio realizó dos reacondicionamientos en el sitio de ese pozo, el último de los cuales implicó el uso de químicos.<sup>1274</sup> En consecuencia, el Tribunal sostiene que Burlington no ha logrado refutar la presunción de causalidad y, por lo tanto, es responsable de la excedencia de la plataforma.
627. El área impactada es de 80 m<sup>2</sup> y el volumen de suelo 80 m<sup>3</sup>.<sup>1275</sup> Con una contingencia de 20% (véase el párrafo 428), el costo total de remediación asciende a la suma de **USD 28.800** para Gacela 5.

**ee. Gacela 6/9**

628. Ecuador reclama la suma de USD 4.691.236 para remediar 4.629,30 m<sup>3</sup> de suelo que cubren un área de 3.561 m<sup>2</sup>.<sup>1276</sup> Burlington se opone a esta pretensión y alega que en ese sitio no se requiere remediación alguna.<sup>1277</sup>
629. La siguiente figura ilustra las locaciones de muestreo de IEMS para Gacela 6/9.<sup>1278</sup>

<sup>1271</sup> Muestra 7-GAC-05-N3-MS-A23. Véanse: GSI IP1, Ap. L, Tabla L.37.1 y Figuras L.37.3 y L.37.4; GSI IP2, Ap. D, Tabla D.3, pág. 55.

<sup>1272</sup> GSI IP1, Ap. B.3; Saltos DT1, Anexo A.

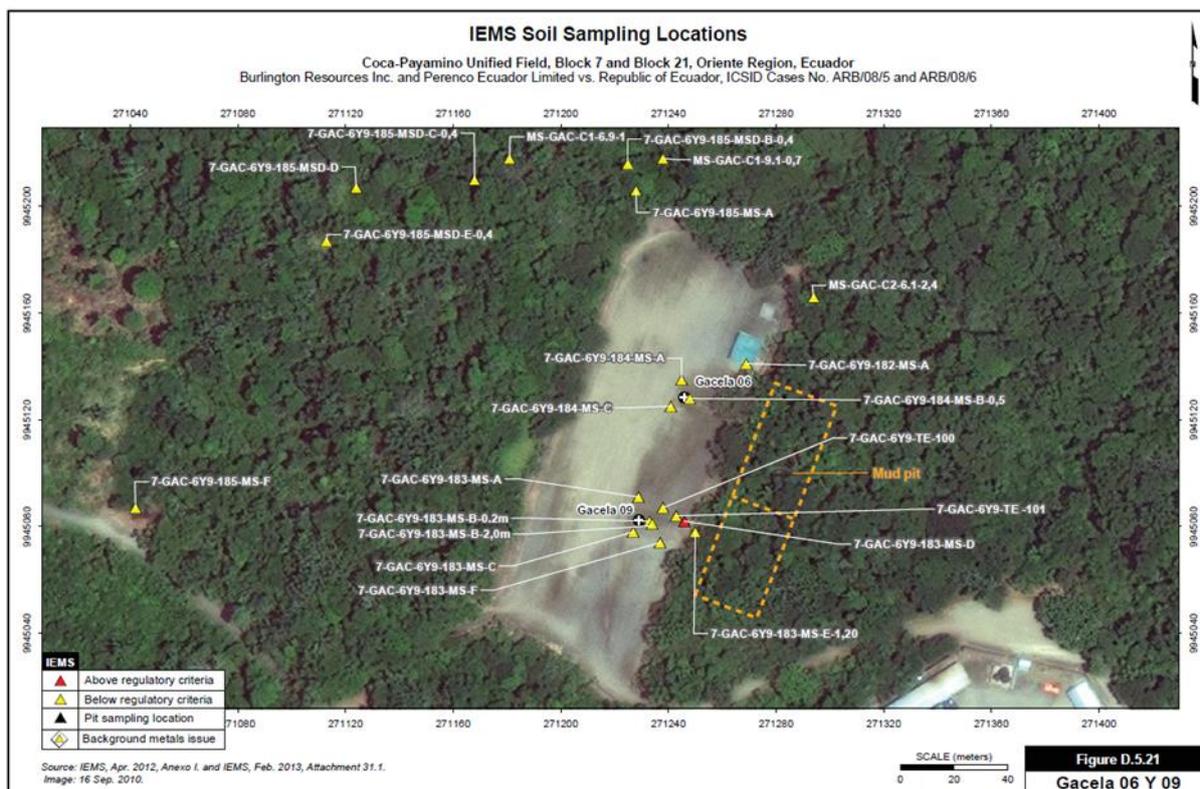
<sup>1273</sup> Según el informe del incidente, el derrame fue descubierto por un operador al revisar el pozo Gacela 5. El operador detectó “que petróleo se encuentra la superficie cerca de al [sic] unidad de Power Oil del Pozo GA 05” y que hay “una fuga brotando desde la línea de retorno del pozo Ga 05, enterrada”. Según el informe, el derrame fue ocasionado por “corrosión interna de tubería de 4 [sic]”. Véase: Solís DT2, Anexo 50, págs. 1-2. Véanse, asimismo: Réplica, ¶ 51(c); R-EPA, ¶ 837(c); Solís DT2, ¶ 76.

<sup>1274</sup> Reacondicionamientos en los Bloques 7 y 21 de años 1992 a 2012, Gacela 5, Reacondicionamiento # 5, 5 de diciembre de 2005, pág. 2 (**Anexo E-573**).

<sup>1275</sup> La muestra 7-GAC-05-N3-MS-A23 no está incluida en los resultados de muestreo de IEMS, pero GSI la incluyó en sus dos informes. Desconociendo la profundidad exacta de la muestra, el Tribunal aplicó 1 metro.

<sup>1276</sup> Adjunto Revisado 35 del IEMS IP4 (Excel), fila 20 (**Anexo E-500**). Compárese con: IEMS IP3, Anexo C, Gacela 6/9 Corregido, págs. 17-18; IEMS IP4, Adj. 38, Gacela 6/9, pág. 14; 2º SMCC, ¶¶ 243-244; Réplica, ¶ 195(xix). Véase, asimismo: Sitio remodelado para Gacela 6/9, agosto de 2013, Figura 07-B, (**Anexo E-499**).

<sup>1277</sup> GSI IP2, Tablas 1 y 3.



630. Aplicando los criterios de ecosistema sensible de conformidad con la metodología de uso del suelo (Sección 4.3.2.c),<sup>1279</sup> el Tribunal identificó cinco locaciones separadas que muestran excedencias de cadmio al norte y al oeste de la plataforma.<sup>1280</sup> Incluso en virtud de los criterios de uso agrícola del suelo, estos puntos de muestreo habrían revelado las mismas excedencias de metales pesados. Además, el Tribunal identificó una excedencia de bario en la plataforma al este del pozo Gacela 9.<sup>1281</sup>
631. Gacela 6/9 fue perforada por Oryx en el año 1994.<sup>1282</sup> Burlington mencionó tres derrames en este sitio: un derrame de 6 barriles de crudo en la válvula de inyección

<sup>1278</sup> *Id.*, Ap. D, Figura D.5.21. GSI no recolectó ninguna muestra de suelo en este sitio. Véase: GSI IP1, Ap. L. 38; GSI IP2, Ap. D, Tabla D.4.

<sup>1279</sup> GSI no proporcionó información alguna respecto del uso del suelo en este sitio. GSI IP1, Ap. L.38.1. IEMS estableció que la plataforma se encuentra “limitada por un bosque tropical nativo al norte y al oeste”. IEMS IP3, Anexo C, Gacela 6/9, pág. 1. Las imágenes satelitales muestran un denso bosque que cubre las áreas al norte y al oeste de la plataforma. Véase: GSI IP2, Ap. D, Figura D.5.21.

<sup>1280</sup> Muestras 7-GAC-6Y9-MS-A-1,5, 7-GAC-6Y9-MSD-C-0,4, 7-GAC-6Y9-MSD-D-0,2, 7-GAC-6Y9-MSD-D-1,0, 7-GAC-6Y9-MSD-E-0,4, 7-GAC-6Y9-MS-F-0,5 y 7-GAC-6Y9-MS-F-1,5. Véanse: GSI IP1, Ap. L, Tabla 38.1; GSI IP2, Ap. D, Tabla D.3, págs. 55-56 y Figuras D.1.24 y D.5.21.

<sup>1281</sup> Muestra 7-GAC-6Y9-183-MS-D-0,2.

<sup>1282</sup> GSI IP2, Ap. B.5; Alegato de Apertura de Ecuador, Anexo Demostrativo 2 – Lista de piscinas de lodo en los Bloques 7 y 21 a partir del año 2009, línea 43 (**Anexo E-563**).

el 16 de marzo de 1995; un derrame de 110 barriles de crudo en la unidad hidráulica el 5 de abril de 1996; y un derrame de 3 barriles de crudo debido a vandalismo a lo largo del oleoducto Gacela 6/9 el 27 de octubre de 2008.<sup>1283</sup> El Sr. Solís, testigo de Ecuador, hizo asimismo referencia a una descarga no reportada de crudo y agua cerca de la unidad Power Oil que afectó una superficie de 21 m<sup>3</sup> de suelo.<sup>1284</sup> El Tribunal observa además que el Consorcio realizó un reacondicionamiento en el pozo Gacela 9 en el año 2008 para convertirlo en un pozo de inyección,<sup>1285</sup> además de un reacondicionamiento en el pozo Gacela 6 en noviembre de 2002 que implicó el uso de químicos.<sup>1286</sup> Por último, el Tribunal observa también que no se recolectaron muestras de suelo para la Auditoría Ambiental del año 2008, que por lo demás indicó que los drenajes perimetrales y trampas de grasa se encontraban en malas condiciones en este sitio.<sup>1287</sup>

632. Considerando que todos los derrames mencionados *supra* fueron derrames de crudo, que no existieron excedencias de TPH en este sitio, y que el Consorcio realizó un reacondicionamiento, el Tribunal considera a Burlington responsable de la excedencia de bario en la plataforma y de las excedencias de cadmio fuera de la plataforma.
633. Con base en la metodología del Tribunal establecida *supra* (secciones 4.4.3.c y 4.5.2), el área impactada en la plataforma es de 80 m<sup>2</sup>; el volumen de suelo es de 80 m<sup>3</sup>; y, con una contingencia de 20% (véase el párrafo 428), el costo de remediación asciende a la suma de **USD 28.800**. En cuanto a las cinco excedencias fuera de la plataforma, el área impactada es de 1.000 m<sup>2</sup>. Considerando una

---

<sup>1283</sup> GSI IP1, Ap. B.3, líneas 11, 20 y 95. Véanse, asimismo: Saltos DT1, ¶ 108, punto 9 y Anexo A; Carta de fecha 27 de octubre de 2008 de Eric D'Argenté (Perenco) a Byron Arregui (DINAPA) (**Anexo CE-CC-180**).

<sup>1284</sup> Solís DT2, ¶ 76, punto 14 y Anexo 52 (Correo electrónico de fecha 27 de abril de 2008 del Supervisor de B7 HES). El Tribunal observa que el correo electrónico estaba dirigido al Sr. Saltos y afirmaba lo siguiente: “ El día Sábado se detecto una brote de crudo y agua cerca de la unidad Power Oil del Ga 06- 09. Se procedió a excavar y se determinó que la contaminación se debía a fisuras del sumidero de la loza del power oil. Se retiró aprox. 21 m3 de material contaminado hacia el landfarming del Pay CPF. Se reemplazo el material retirado con lastre y el sumidero queda para reparación. No se puede estimar el volumen de crudo/aceite/agua que salió hacia la plataforma. En observaciones de las trampas de grasa se puede observar trazas de aceite en las mismas. Fuera de la plataforma no hay contaminación”.

<sup>1285</sup> GSI IP2, Ap. B.4; Reacondicionamientos de pozos en los Bloques 7 y 21 de años 1992 a 2012, Gacela 9, Reacondicionamientos e Información, octubre de 2008, págs. 12ff (**Anexo E-573**). Véase, asimismo: R-ESPV, ¶ 200.

<sup>1286</sup> Reacondicionamientos de pozos en los Bloques 7 y 21 de años 1992 a 2012, Gacela 6, Reacondicionamiento, noviembre de 2002, pág. 5 (**Anexo E-573**).

<sup>1287</sup> Auditoría Ambiental Bloque 7, noviembre de 2008, pág. 40, Tabla 3-3 y pág. 90, Tabla 5.1a (**Anexo E-252**).

profundidad de dos metros en dos de esos puntos de excedencia y de uno en los demás, el volumen total de suelo que debe remediarse es de 1.400 m<sup>3</sup>, por un costo total de **USD 546.000**, el cual incluye una contingencia del 30% (véase el párrafo 428).

634. En conclusión, el costo de remediación total en Gacela 6/9, del cual Burlington es responsable, asciende a la suma de **USD 574.800**.

**ff. Jaguar 1**

635. Ecuador reclama la suma de USD 995.206 para remediar 920,40 m<sup>3</sup> de suelo de un área de 708 m<sup>2</sup>.<sup>1288</sup> Jaguar 1 es uno de los dos sitios en los que Burlington aceptó responsabilidad puesto que “*definitivamente no puede vincular el daño a actividades no correspondientes al Consorcio*”.<sup>1289</sup> Burlington admite que hubo un derrame de petróleo en el año 2005 que afectó un área designada por GSI como Área 3T y acepta pagar la suma de USD 213.000 para remediar 430 m<sup>3</sup> en esa locación.<sup>1290</sup> En cambio, Burlington atribuye las excedencias en las Áreas 1M y 2M a actividades de perforación anteriores al Consorcio en el año 1987.<sup>1291</sup> Por lo tanto, controvierte su responsabilidad por la remediación de un área en la cual, según GSI, deberían recuperarse 1.110 m<sup>3</sup> de un área de 370 m<sup>2</sup>.<sup>1292</sup>
636. Las siguientes imágenes ilustran las locaciones de muestreo de IEMS<sup>1293</sup> y de GSI<sup>1294</sup> en Jaguar 1:

---

<sup>1288</sup> Adjunto Revisado 35 del IEMS IP4 (Excel), fila 23 (**Anexo E-500**). Compárese con: IEMS IP3, Anexo C, Jaguar 1, págs. 22-23; 2º SMCC, ¶¶ 262-263; R-EPA, ¶¶ 31, 568.

<sup>1289</sup> C-EPA, ¶ 71.

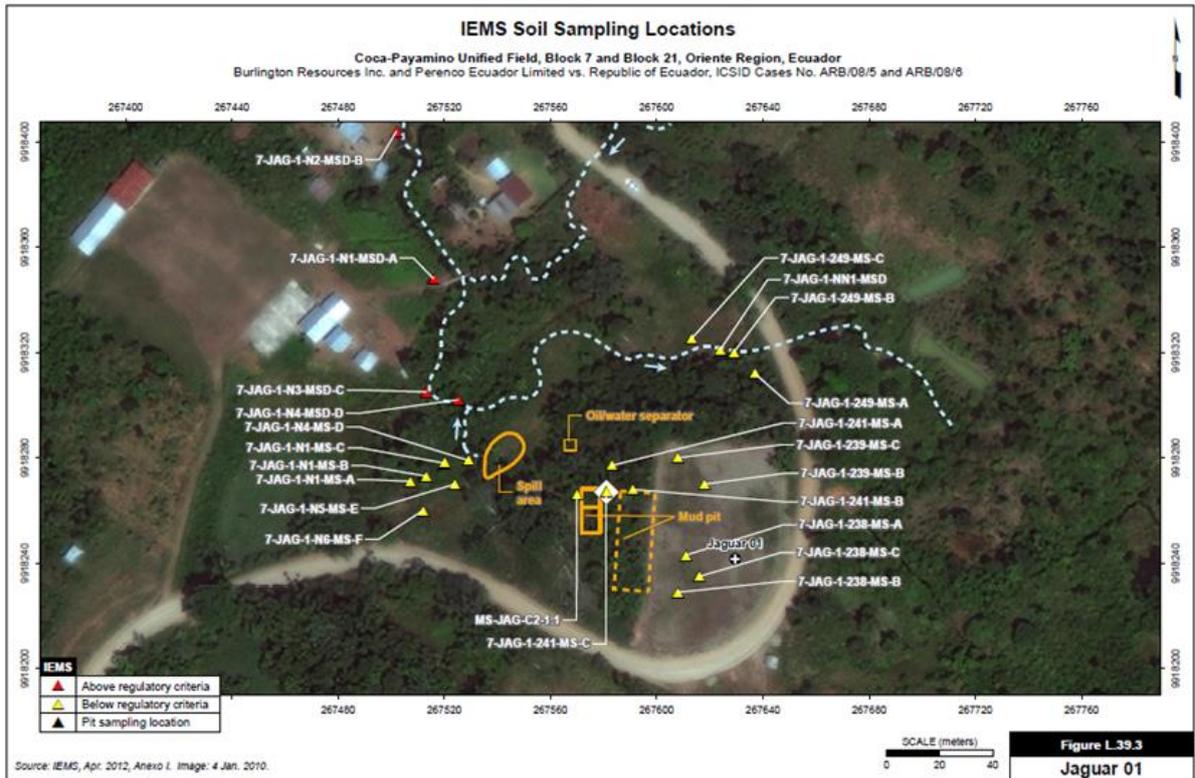
<sup>1290</sup> GSI IP2, Tabla 4 y Ap. D, Figuras D.4.2 y D.7.2.4.b.

<sup>1291</sup> Saltos DT2, ¶ 55.

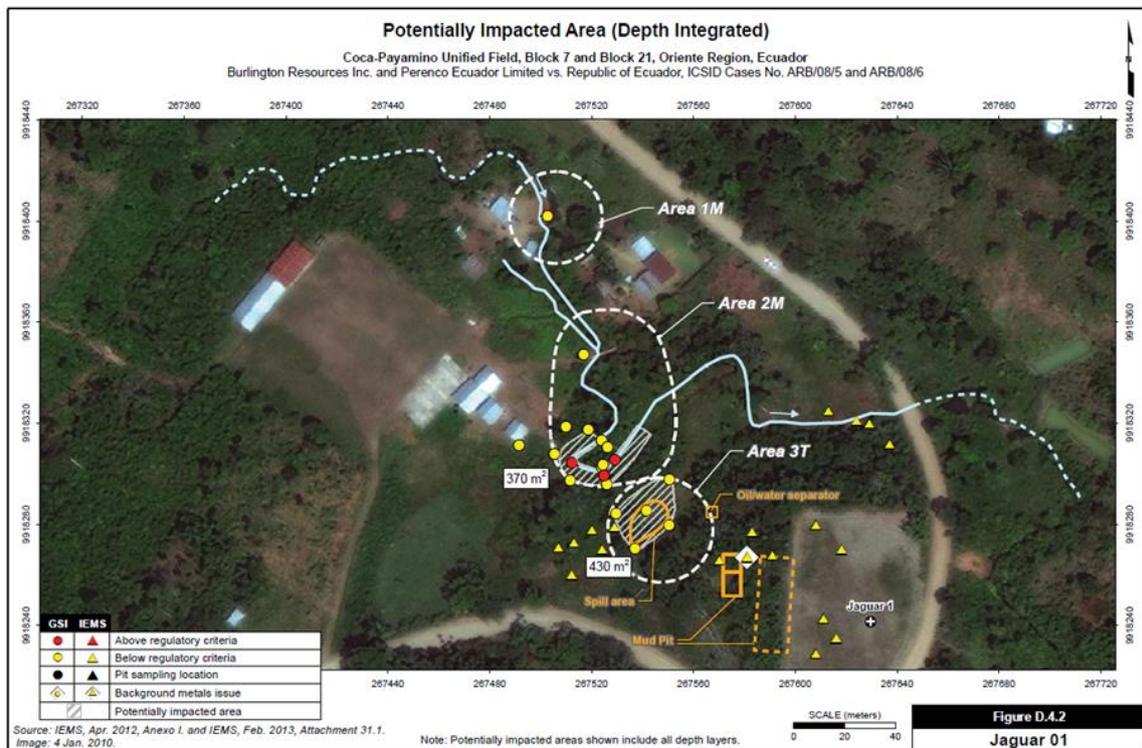
<sup>1292</sup> GSI IP2, Tabla 4 y Ap. D, Figuras D.4.2, D.7.2.4.a, D.7.2.4.c y D.7.2.4.d.

<sup>1293</sup> GSI IP1, Ap. L, Figura L.39.3.

<sup>1294</sup> GSI IP2, Ap. D, Figura D.3.2.0



637. Las áreas contaminadas según los cálculos de GSI para estas locaciones son las siguientes:<sup>1295</sup>



638. Debido a la proximidad de la plataforma con la comunidad *La Delicia*,<sup>1296</sup> el Tribunal aplica los criterios agrícolas para los parámetros analizados bajo el RAOHE (TPH, cadmio, plomo y níquel) y los criterios residenciales bajo el TULAS para el barío, éste último criterio siendo más protector de la salud humana. Ya que el Consorcio debía abandonar la plataforma, el Tribunal aplicó asimismo los criterios de uso agrícola del suelo a la propia plataforma, y respectivamente los criterios de uso residencial del suelo para el barío.

639. Con base en los criterios acabados de especificar, el Tribunal identificó excedencias de cadmio en seis puntos de muestreo en la plataforma<sup>1297</sup> y una excedencia de níquel al oeste de la plataforma.<sup>1298</sup> Identificó asimismo diversas excedencias de

<sup>1295</sup> *Id.*, Figura D.4.2.

<sup>1296</sup> IEMS IP3, Anexo C, Jaguar 1, pág. 1; GSI IP2, Ap. D, Figuras D.3.2 y D.6.2.

<sup>1297</sup> Muestras 7-JAG-1-238-MS-A-0,7, 7-JAG-1-238-MS-A-1,5, 7-JAG-1-238-MS-B-0,7, 7-JAG-1-238-MS-B-1,5, 7-JAG-1-238-MS-C-0,7, 7-JAG-1-238-MS-C-1,5, 7-JAG-1-239-MS-B-0,7, 7-JAG-1-239-MS-B-1,5, 7-JAG-1-239-MS-C-0,7, 7-JAG-1-239-MS-C-1,5 y 7-JAG-1-239-MS-D-1,5. Véase: GSI IP1, Ap. L, Tabla L.39.1 y Figura L.39.3; GSI IP2, Ap. D, Tabla D.3, pág. 57.

<sup>1298</sup> Muestra 7-JAG-1-241-MS-C-1,5. Véanse: GSI IP1, Ap. L, Tabla L.39.1 y Figura L.39.3; GSI IP2, Ap. D., Tabla D.3, pág. 58.

bario en el Área 2M,<sup>1299</sup> una excedencia de bario en el Área1M,<sup>1300</sup> y otra entre las Áreas 1M y 2M, que se encuentra cerca de la escuela de *La Delicia*.<sup>1301</sup>

640. No hay registro de derrames históricos anteriores a la toma de posesión de los Bloques por parte del Consorcio.<sup>1302</sup> Hubo un derrame no informado en el año 2005 que el Consorcio no remedió.<sup>1303</sup> El Sr. Saltos, testigo de Burlington, confirmó que Jaguar 1 era un pozo en *stand by* puesto nuevamente en funcionamiento por el Consorcio poco tiempo después de un reacondicionamiento.<sup>1304</sup> En consecuencia, se mantiene la presunción de causalidad y a Burlington le corresponde sufragar los costos de remediar la totalidad de las excedencias.<sup>1305</sup>
641. Pasando ahora a la medición de la contaminación y los costos de remediación, el Tribunal observa en primer lugar que Ecuador no presenta reclamación alguna por el Área 3T cuando Burlington admite responsabilidad por la suma de USD 213.000. En la medida que la suma adjudicada por este sitio no supera la suma reclamada, el Tribunal acepta otorgar la suma admitida por Burlington, en particular porque esta última admitió un derrame en el año 2005.
642. En relación con las áreas impactadas y los costos de remediación de las demás locaciones contaminadas, el Tribunal arriba a las siguientes conclusiones:
- (i) Para el Área 1M, el área impactada es de 200 m<sup>2</sup> y el volumen de suelo de 600 m<sup>3</sup>. Las mismas medidas se aplican al punto de muestreo entre las Áreas

<sup>1299</sup> Muestras de IEMS 7-JAG-1-N3-MSD-C y 7-JAG-1-N4-MSD-D; y muestras de GSI JA01-2M-01B-(2.0-2.3), JA01-2M-06-(0.0-0.3), JA01-2M-06-(0.0-0.3)-DUP, JA01-2M-07-(1.0-2.0), JA01-2M-07-(2.0-3.0), JA01-2M-10-(1.0-2.0). Véanse: GSI IP1, Ap. L, Tabla L.39.1 y Figura L.39.3; GSI IP2, Ap. D, Tabla D.3, pág. 58 y Figuras D.1.2 y D.3.2.

<sup>1300</sup> Muestra 7-JAG-1-N2-MSD-B. Véase: GSI IP2, Ap. D, Tabla D.3, pág. 58.

<sup>1301</sup> Muestra 7-JAG-1-N1-MSD-A. Véase: GSI IP2, Ap. D, Tabla D.3, pág. 58.

<sup>1302</sup> GSI IP1, Ap. B.3.

<sup>1303</sup> Tr. (Día 4) (ESP), 1307:2-1322:1 (Contrainterrogatorio, Saltos); R-EPA, ¶¶ 23, 744, 765, 775, 803-810. Véase, asimismo: GSI IP2, Tabla 4. El Sr. Saltos no mencionó este derrame en su declaración testimonial, véase: Saltos DT1, Anexo A.

<sup>1304</sup> R-EPA, ¶¶ 721, 804; Tr. (Día 4) (ESP), 1297:13-1298:21 (Contrainterrogatorio, Saltos). Véase, asimismo: Notas, formularios, mapas y listas de verificación de campo de GSI Environmental – Segunda Campaña, Fase 2 – Jaguar 1, Informe Resumen del Sitio, Cuaderno de Investigación Ambiental de Campo, mayo de 2012 (**Anexo E-476**). Véanse, asimismo: Reacondicionamientos de los pozos en los Bloques 7 y 21 de años 1992 a 2012, Jaguar 1, Reacondicionamiento # 1, mayo de 2004 (**Anexo E-573**); GSI IP2, Ap. B.4.

<sup>1305</sup> Tr. (Día 4) (ESP), 1359:2-12 (Contrainterrogatorio, Saltos): “Bueno, ahí estoy asumiendo responsabilidad en cierta forma por el Consorcio, porque fue en la época en que estuvo operando el Consorcio. Si ahora hubiera indicios de responsabilidad, yo diría: sí, fue el Consorcio el que causó eso”; R-EPA, ¶ 810.

1M y 2M, es decir, la muestra 7-JAG-1-N1-MSD-A. Por lo tanto, el total para estos dos puntos de excedencia es de 400 m<sup>2</sup> y 1.200 m<sup>3</sup>.

- (ii) El Área 2M se encuentra en las proximidades de viviendas y está ubicada en los alrededores de un arroyo que fluye desde el área residencial. GSI estimó un área impactada de 370 m<sup>2</sup> y un volumen total de suelo de 1.110 m<sup>3</sup>.<sup>1306</sup> Considerando en particular que GSI volvió a colocar los testigos impuros en el suelo<sup>1307</sup> y que no dio cuenta de la muestra JA01-2M-10, la cual excede el límite para uso residencial del suelo para el barrio, el Tribunal establece el área impactada en 500 m<sup>2</sup> y el volumen para remediación en 1.500 m<sup>3</sup>.
- (iii) Con respecto a los siete puntos de excedencia en la plataforma o cercanos a ella, el Tribunal admite un área impactada de 560 m<sup>2</sup>. Considerando una profundidad de dos metros, esto lleva a que el volumen de suelo que debe remediarse ascienda a 1.120 m<sup>3</sup>.
- (iv) Con una contingencia del 30% (véase el párrafo 428), el costo total para remediar las Áreas 1M y 2M, así como la excedencia de barrio entre las dos áreas, es de **USD 1.053.000**. Con una contingencia del 20% (véase el párrafo 428), el costo para remediar las excedencias en la plataforma o alrededor de ella asciende a **USD 403.200**. A esto, el Tribunal agrega la suma admitida por Burlington para el Área 3T, es decir, USD 213.000, por un monto total para remediar este sitio de **USD 1.669.200**.

643. Puesto que el costo total de remediación reclamado por Ecuador para Jaguar 1 es inferior al total de las sumas establecidas recientemente, el Tribunal otorga la suma total reclamada por Ecuador, es decir, **USD 995.206**.

#### **gg. Jaguar 2**

644. Ecuador reclama USD 14.201.806 para remediar 15.403,70 m<sup>3</sup> que cubren un área de 5.328 m<sup>2</sup>.<sup>1308</sup> Burlington controvierte que le corresponda responsabilidad alguna, aunque reconoce que 100 m<sup>3</sup> de suelo han sido impactados por actividades de

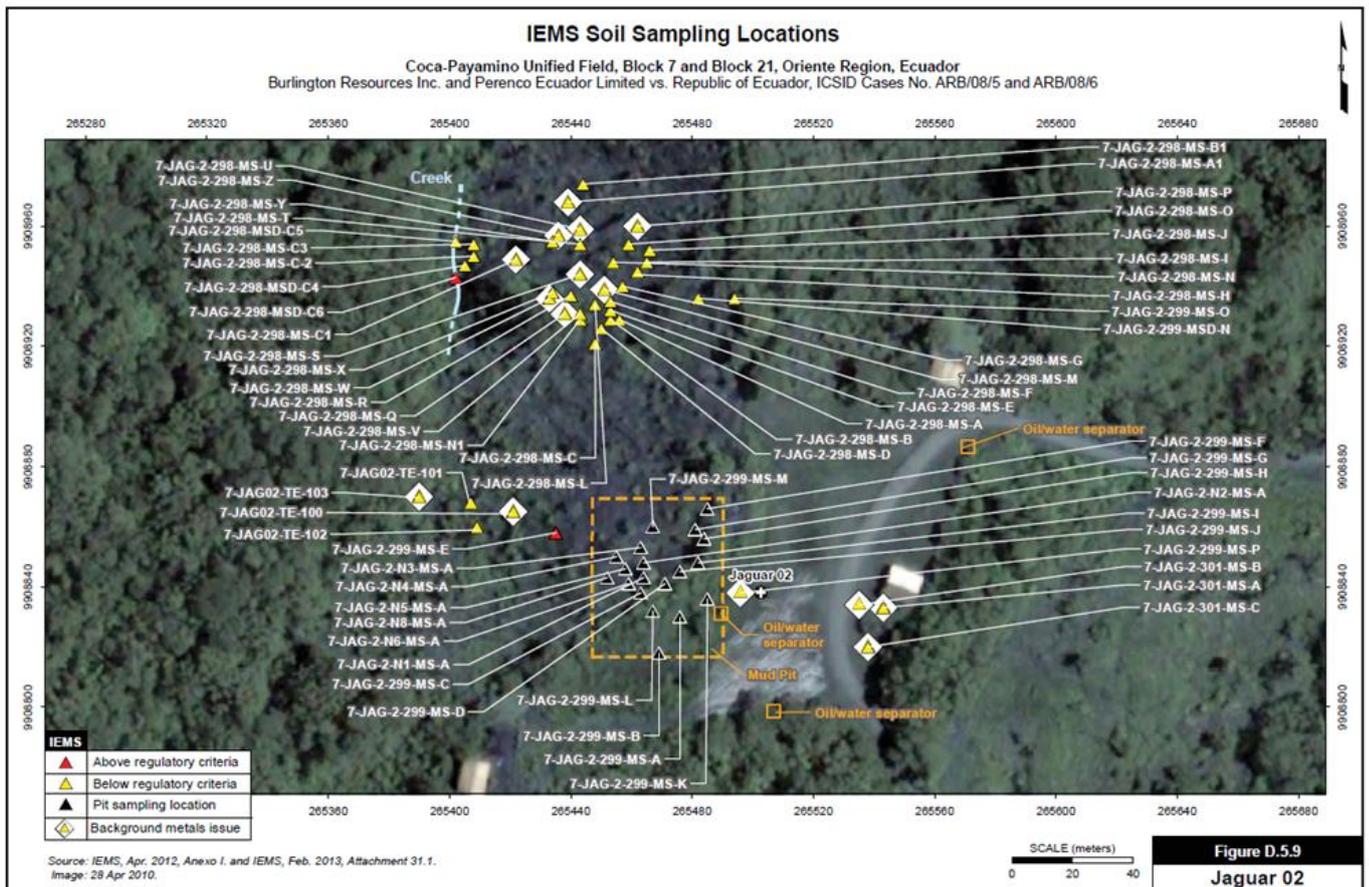
<sup>1306</sup> GSI IP2, Tabla 4 y Ap. D, Tablas D.7.2.4.a, D.7.2.4.c y D.7.2.4.d. El Tribunal observa que este volumen de suelo excede el reclamado por Ecuador. Sin embargo, nuevamente en la medida que el monto total que debería adjudicarse según las determinaciones del Tribunal para este sitio no supera el monto reclamado, el Tribunal no lo toma en consideración.

<sup>1307</sup> R-EPA, ¶¶ 294, 365. Véase: GSI IP2, Anexo D.7.1.1, Formularios de Campo, pág. 16, GSI Libro Diario para la muestra CO08-4M-05B, 3 de marzo de 2013.

<sup>1308</sup> Adjunto Revisado 35 del IEMS IP4 (Excel), fila 24 (**Anexo E-500**). Compárese con: IEMS IP3, Anexo C, Jaguar 2, pág. 44; IEMS IP4, Adj. 38, Jaguar 2, pág. 57; 2º SMCC, ¶ 264.

perforación anteriores al Consorcio y 30 m<sup>3</sup> por un derrame de petróleo sin fecha determinada, lo que implica un costo total de USD 128.000.<sup>1309</sup> Además, Burlington acepta asumir USD 100.000 por los costos necesarios para un correcto abandono del pozo.<sup>1310</sup> Por lo demás, Burlington descarta las excedencias de metales pesados por no estar relacionadas con las operaciones petroleras.

645. La siguiente figura ilustra las locaciones de muestreo de IEMS<sup>1311</sup> y GSI<sup>1312</sup> en Jaguar 2:

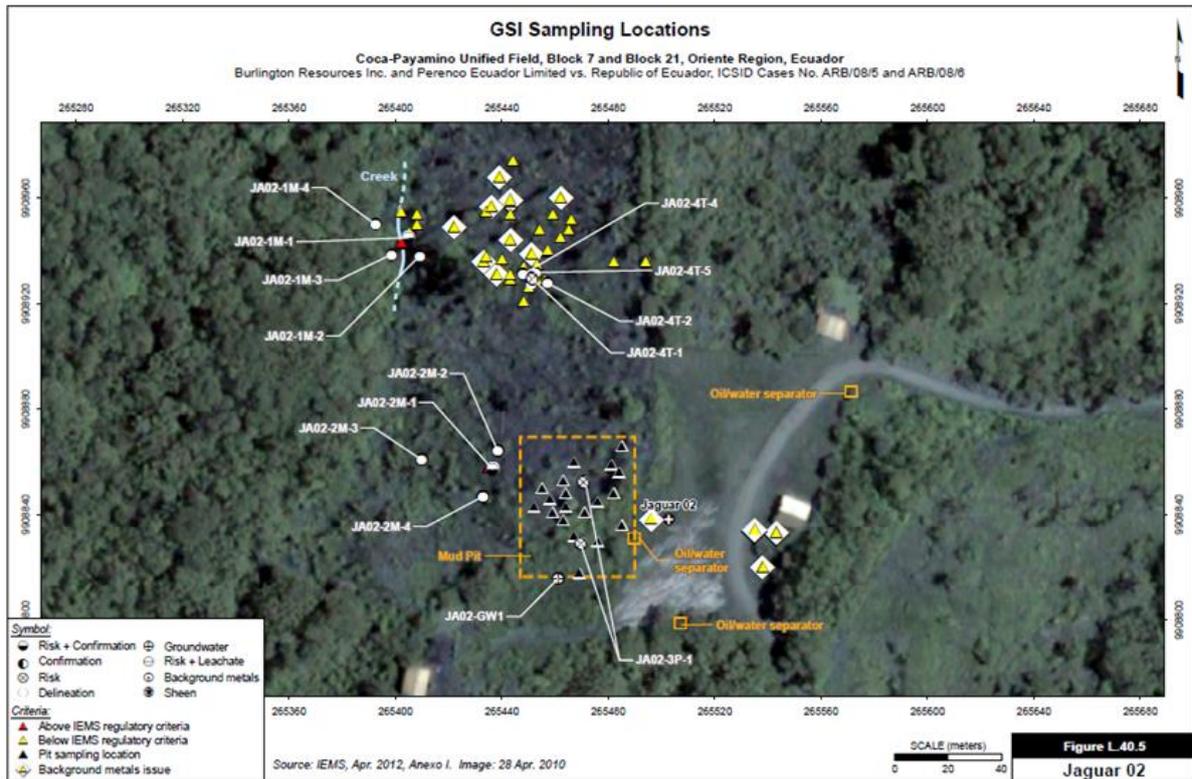


1309 GSI IP2, Tablas 1, 3 y 4.

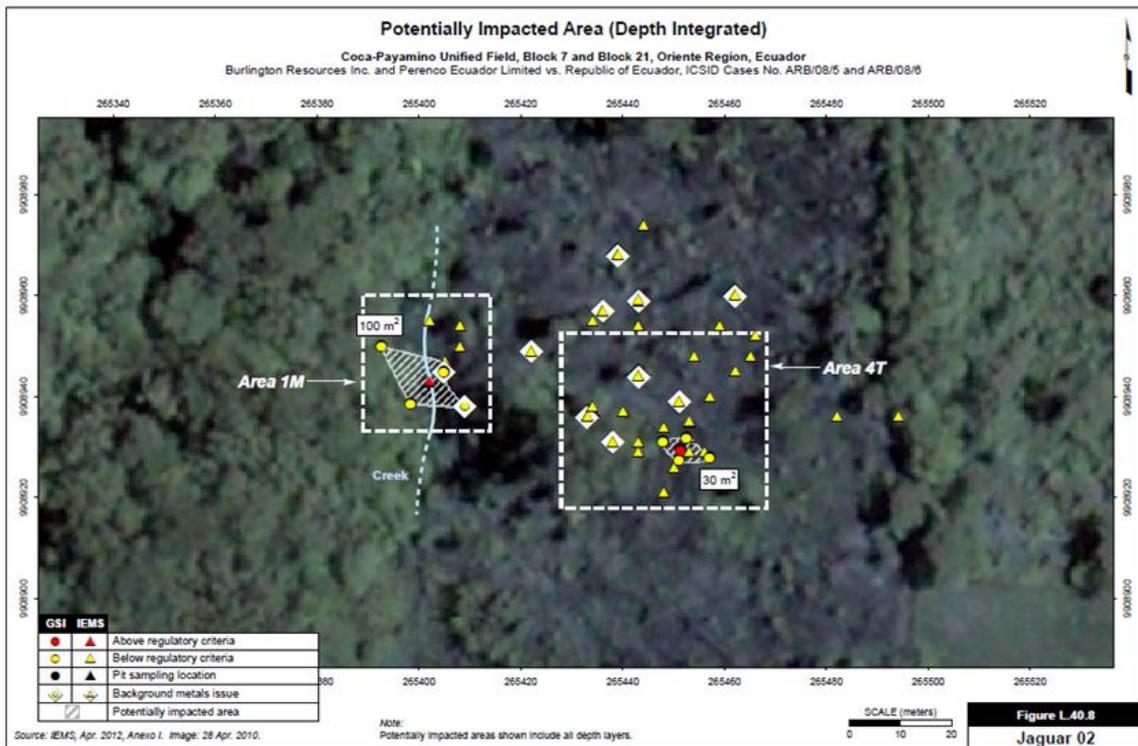
1310 *Id.*, Tabla 3.

1311 *Id.*, Ap. D, Figura D.5.9.

1312 GSI IP1, Ap. L, Figura L.40.5.



646. El área impactada calculada por GSI para dos de las áreas implicadas, es decir, 1M y 4T, se ilustra *infra*.<sup>1313</sup>



<sup>1313</sup> GSI IP1, Ap. L, Figura L.40.8.

647. En línea con su metodología (sección 4.3.2.c), en tanto Jaguar 2 formó parte del Plan de Abandono Definitivo del Consorcio,<sup>1314</sup> el Tribunal aplicó los criterios de uso agrícola del suelo a la plataforma,<sup>1315</sup> así como a las áreas al nordeste, este, sudeste y sur de la plataforma. Sobre esa base, identificó una excedencia de níquel justo al oeste de la boca del pozo,<sup>1316</sup> y tres excedencias de cadmio y níquel en el sector oriental de la plataforma cerca al antiguo tanque de almacenamiento de crudo.<sup>1317</sup>
648. Aplicando los criterios de ecosistemas sensibles a las locaciones de muestreo al oeste, noroeste y norte de la plataforma<sup>1318</sup> (dejando de lado por el momento el suelo de las piscinas en el Área 3P),<sup>1319</sup> el Tribunal identificó numerosas excedencias de cadmio y níquel, así como cuatro excedencias separadas de TPH, bario, cromo y plomo, al noroeste de la plataforma en las áreas identificadas por GSI como Áreas 4T<sup>1320</sup> y 1M<sup>1321</sup> y en torno a ellas. GSI observó que el Área 4T

<sup>1314</sup> Plan de Abandono Definitivo y Entrega de Áreas Utilizadas para la Perforación y Producción de Petróleo del Bloque 7: Gacela 2, Gacela 3, Lobo 4, Jaguar 2, Jaguar 8 (subsuelo únicamente), Jaguar 9, Cóndor Norte, 2 de noviembre de 2008 (**Anexo E-256**).

<sup>1315</sup> GSI aplicó asimismo límites agrícolas a las locaciones de las plataformas. Véase: GSI IP1, Ap. L, Tabla L.40.1, pág. 3.

<sup>1316</sup> Muestra 7-JAG-2-299-MS-P-1,5. Véase: GSI IP1, Ap. L, Tabla L.40.1, pág. 3.

<sup>1317</sup> Muestras 7-JAG-2-301-MS-A-0,7, 7-JAG-2-301-MS-A-1,5, 7-JAG-2-301-MS-B-0,5, 7-JAG-2-301-MS-B-1,5, y 7-JAG-2-301-MS-C-0,5. Véase: GSI IP1, Ap. L, Tabla L.40.1, pág. 3.

<sup>1318</sup> IEMS señala la existencia de una jungla ubicada al norte de la plataforma y que la agricultura se encuentra aproximadamente a 250 metros al oeste. Por su parte, GSI acepta que hay un bosque secundario ubicado al norte de la plataforma, con algo de agricultura inmediatamente adyacente a él y que la agricultura se encuentra ubicada al oeste. Con base en un análisis de fotografías aéreas e imágenes satelitales, el Tribunal considera que el uso posterior del suelo en las locaciones de muestreo en las Áreas 1M, 2M y 4T se encuentra clasificado correctamente como ecosistema sensible. Véanse: IEMS IP3, Anexo C, Jaguar 2, pág. 1; GSI IP1, Ap. L.40.1, pág. 6, Figura L.40.6 y Adj. L.40.A-L.40.B.

<sup>1319</sup> A la luz de los valores sumamente elevados de bario, cadmio, plomo, níquel y vanadio, el Tribunal acepta que el Área 3P constituye una piscina de lodo. Esto no parece ser controvertido por Ecuador, ya que IEMS identificó un área *“al sudoeste de la plataforma [...] que se presume constituye una posible piscina de lodo debido al contraste de resistividad observado en el área”* (REC N.º 7-JAG-2-301). IEMS IP4, Adj. 38, Jaguar 2, pág. 7; Alegato de Apertura de Ecuador, Anexo Demostrativo 2 – Lista de piscinas de lodo en los Bloques 7 y 21 desde el año 2009, línea 48 (**Anexo E-563**). Véase, asimismo: GSI IP1, Ap. B.5 y Ap. L.40, págs. 3-4, Tabla L.40.1 y Figura L.40.6.

<sup>1320</sup> Existen excedencias de TPH, cadmio, plomo y níquel en el Área 4T. Muestras de IEMS 7-JAG-2-298-MS-A-1,5, 7-JAG-2-298-MS-A1-1,5, 7-JAG-2-298-MS-B1-1,5M, 7-JAG-2-298-MS-C1-0,5, 7-JAG-2-298-MS-C1-1,5, 7-JAG-2-298-MS-D-0,5, 7-JAG-2-298-MS-D-1,5M, 7-JAG-2-298-MS-D-0,5M, 7-JAG-2-298-MS-D-0,5M, 7-JAG-2-298-MS-D-1,5M, 7-JAG-2-298-MS-D-1,5M, 7-JAG-2-298-MS-E-0,5M, 7-JAG-2-298-MS-F-1,5, 7-JAG-2-298-MS-G-0,5M, 7-JAG-2-298-MS-G-1,5M, 7-JAG-2-298-MS-H-0,5M, 7-JAG-2-298-MS-I-1,5, 7-JAG-2-298-MS-J-0,5M, 7-JAG-2-298-MS-L-1,5M, 7-JAG-2-298-MS-M-0,5M, 7-JAG-2-298-MS-M-1,5M, 7-JAG-2-298-MS-O-0,5M, 7-JAG-2-298-MS-O-1,5M, 7-JAG-2-298-MS-P-0,5M, 7-JAG-2-298-MS-P-1,5M, 7-JAG-2-298-MS-Q-0,5, 7-JAG-2-298-MS-R-1,5, 7-JAG-2-298-MS-S-0,5, 7-JAG-2-298-MS-S-1,5M, 7-JAG-2-298-MS-U-1,5, 7-JAG-2-298-MS-V-1,5, 7-JAG-2-298-MS-W-0,5M, 7-JAG-2-298-MS-W-1,5M, 7-

constituye una ladera que se despliega hacia el noroeste en una quebrada profunda, que se encuentra por encima del Área 1M que limita con un arroyo.<sup>1322</sup> Por último, hay una serie de excedencias de bario, cadmio, cromo, plomo y níquel en el área designada como Área 2M y en torno a ella.<sup>1323</sup>

649. El pozo Jaguar 2 fue perforado por BP en el año 1988 como pozo vertical, reconvertido a pozo horizontal en el año 1996, y sacado de servicio en el año 2000 según GSI.<sup>1324</sup> En tanto las cifras de producción efectivamente confirman que el pozo dejó de producir en el mes de marzo de 2000, indican asimismo que se retomó la producción entre los meses de julio de 2001 y febrero de 2005.<sup>1325</sup>
650. No hay registro de derrames históricos más allá de un derrame de 10 barriles de crudo el 6 de abril de 2005 debido a un sabotaje en la línea de flujo de Jaguar 2.<sup>1326</sup> Jaguar 2 constituye uno de los pocos sitios en los que Burlington reconoció que existían “áreas limitadas de crudo intemperizado”.<sup>1327</sup> El Sr. Saltos, testigo de

---

JAG-2-298-MS-X-1,5M, 7-JAG-2-298-MS-Y-0,5M, 7-JAG-2-298-MS-Y-1,5M, 7-JAG-2-298-MS-Z-1,5M; y la muestra de GSI JA02-4T-1-(0.0-0.3). Véanse: GSI IP1, Ap. L, Tablas L.40.1, págs.1-2, L.40.3 y L.40.5 y Figuras L.40.3, L.40.5, L.40.6; GSI IP2, Ap. D, Tabla D.3, págs. 59-60 y Figuras D.1.12 y D.5.9.

<sup>1321</sup> Existen excedencias de bario, cadmio, cromo y níquel en el Área 1M. Muestras de IEMS 7-JAG-2-298-MSD-C6-0,5, 7-JAG-2-298-MS-C-2-1,5M, 7-JAG-2-298-MS-C-3-1,5M, 7-JAG-2-298-MSD-C4-0,5M, 7-JAG-2-298-MSD-C5-0,5 y 7-JAG-2-298-MSD-C6-0,5; y muestras de GSI JA02-1M-1(0.0-0.5), JA02-1M-2-(0.0-1.0). Véanse: GSI IP1, Ap. L, Tablas L.40.1, pág. 1, L.40.3 a L.40.5, y Figuras L.40.3, L.40.5, L.40.6; GSI IP2, Ap. D, Tabla D.3, pág. 59 y Figuras D.1.12 y D.5.9. También: R-EPA, ¶ 126.

<sup>1322</sup> GSI IP1, Ap. L.40, págs. 3-4.

<sup>1323</sup> Muestras de IEMS 7-JAG02-TE-100(2.5-2.7), 7-JAG02-TE-101(1.5-1.7), 7-JAG02-TE-103(1.5-1.7), 7-JAG-2-299-MS-E; y muestras de GSI JA02-2M-2-(0.0-1.0), JA02-2M-2-(1.0-2.0), JA02-2M-2-(2.0-3.0), JA02-2M-2-(3.0-4.0), JA02-2M-4-(0.0-0.1) y JA02-2M-4-(3.0-4.0). Véase: GSI IP1, Ap. L, Tablas L.40.1, L.40.3 a L.40.5 y Figuras L.40.3, L.40.4, L.40.6. Asimismo: R-EPA, ¶ 126.

<sup>1324</sup> GSI IP1, Ap. B.5 y Ap. L.40, pág. 2; Alegato de Apertura de Ecuador, Anexo Demostrativo 2 – Lista de piscinas de lodo en los Bloques 7 y 21 a partir del año 2009, línea 46 (**Anexo E-563**).

<sup>1325</sup> Cuadro que analiza los datos de producción de petróleo por bloque, campo y reservorio para los Bloques 7 y 21, desde 1990 a julio de 2009, pág. 946 (**Anexo E-239**). Por su parte, el Plan de Abandono indica que la producción duró hasta el día 13 de agosto de 2004, con una producción diaria de 22 bpd. Plan de Abandono Definitivo y Entrega de Áreas Utilizadas para la Perforación y Producción de Petróleo del Bloque 7: Gacela 2, Gacela 3, Lobo 4, Jaguar 2, Jaguar 8 (subsuelo únicamente), Jaguar 9, Cóndor Norte, 2 de noviembre de 2008, pág. 3-1, Tabla 3-1 (**Anexo E-256**).

<sup>1326</sup> GSI IP1, Ap. B.3, línea 79; Saltos DT1, Anexo A.

<sup>1327</sup> GSI halló pruebas visuales de derrames de petróleo crudo en Jaguar 2, especificando que “[h]ay presencia de crudo intemperizado en la superficie del suelo dentro de un área aproximada de 30 metros cuadrados ubicada aproximadamente 55 metros al oeste del ángulo noroccidental de la plataforma del pozo”. Véase: GSI IP1, págs. 74, 81.

Burlington, declaró que se limpió y remedió el área impactada,<sup>1328</sup> pero GSI observó que no se recuperó ni un solo barril de crudo (sin especificar qué tecnología de remediación se utilizó, de haberla).<sup>1329</sup>

651. El expediente no muestra la ubicación exacta de ese derrame. De la descripción general de GSI, el Tribunal infiere que afectó el Área 4T, y, por lo tanto, muy probablemente también el Área 1M que se encuentra barranca abajo.<sup>1330</sup> Esta interpretación se ve reforzada por el hecho de que IEMS escuchó a residentes locales referirse a un derrame de crudo al noroeste de la plataforma, el cual aparentemente sólo se limpió de manera superficial.<sup>1331</sup> El Tribunal observa además que no se tomaron muestras en Jaguar 2 para la preparación del Plan de Abandono,<sup>1332</sup> y sólo una muestra de suelo para la Auditoría Ambiental del año 2008.<sup>1333</sup> Por último, la explicación de GSI de que el crudo intemperizado hallado en el Área 4T podría haber sido ocasionado por *“filtraciones naturales de petróleo, que se sabe ocurren en esta área”*, parece especulativa y no se encuentra sustentada por otras pruebas. En consecuencia, el Tribunal considera que Burlington no ha refutado la causalidad y es responsable de remediar las excedencias en el las Áreas 4T y 1M.
652. En lo que se refiere a las excedencias en el Área 2M y a su alrededor, parecen relacionadas a descargas anteriores en la piscina ubicada en el Área 3P, ya que presentan valores igualmente elevados – a veces incluso más elevados – que

---

<sup>1328</sup> Saltos DT1, Anexo A.

<sup>1329</sup> GSI IP1, Ap. B.3, línea 79.

<sup>1330</sup> GSI proporcionó las siguientes observaciones: *“GSI investigó un área alrededor de 120 m al noroeste de la plataforma, donde una ladera se desplegaba hacia el noroeste en una quebrada profunda. En esta locación, el equipo de GSI halló un área recién limpiada con crudo sobre la superficie del suelo y enterrado a poca profundidad en el límite sudoriental. El crudo se encontraba localizado y distribuido sobre un área de aproximadamente 7 m por 7 m. La información disponible sugirió que estas manchas pueden ser resultado de una filtración natural de petróleo, que se sabe ocurren en esta área”*. GSI IP1, Ap. L.40, pág. 3.

<sup>1331</sup> REC N.º 7-JAG-2-298. Véase: IEMS IP4, Adj. 38, Jaguar 2, pág. 6.

<sup>1332</sup> El motivo proporcionado en el Plan de Abandono fue que no existían pruebas de áreas contaminadas con TPH. Véase: Plan de Abandono Definitivo y Entrega de Áreas Utilizadas para la Perforación y Producción de Petróleo del Bloque 7: Gacela 2, Gacela 3, Lobo 4, Jaguar 2, Jaguar 8 (subsuelo únicamente), Jaguar 9, Cóndor Norte, 2 de noviembre de 2008, págs. 3-21 (**Anexo E-256**).

<sup>1333</sup> Auditoría Ambiental Bloque 7, noviembre de 2008, pág. 40, Tabla 3-3 (**Anexo E-252**). De manera similar, sólo se recolectó una muestra para la auditoría del año 2006. Auditoría Ambiental Bloque 7, noviembre de 2006, Tabla 3-3 (**Anexo E-334**).

aquellos en el Área 3P.<sup>1334</sup> Por lo tanto, estas excedencias parecen estar relacionadas a operaciones de perforación anteriores al Consorcio, y debe considerarse que Burlington refutó la presunción de causalidad en este respecto.

653. Por último, con respecto a las excedencias discretas de metales pesados halladas en la plataforma, el expediente muestra que el Consorcio operó efectivamente Jaguar 2 desde el año 2001 hasta el año 2005. En consecuencia, el Tribunal sostiene que Burlington no logró refutar la presunción de causalidad en este sentido y, por lo tanto, debe asumir los costos de remediación.

654. Procediendo ahora a medir el impacto y los costos de remediación para estas tres locaciones, el Tribunal arriba a las siguientes conclusiones:

(i) con respecto al Área 4T, GSI delineó 30 m<sup>2</sup> alrededor de la excedencia de TPH (véase la figura en el párrafo 646 *supra*), aunque se encuentra circundada por excedencias de metales pesados. Esta delineación parece claramente insuficiente.<sup>1335</sup> Con base en su metodología establecida *supra* (secciones 4.4.3.c y 4.5.2), el Tribunal considera que el área impactada en el Área 4T y a su alrededor es de 2.400 m<sup>2</sup> y el volumen total de suelo 4.800 m<sup>3</sup>. Considerando una contingencia de 30% (véase el párrafo 428), el costo total de remediación asciende a **USD 1.872.000**.

(ii) En el Área 1M, GSI delineó un área de 100 m<sup>2</sup>. Al hacerlo, trazó de manera incorrecta el borde exterior de esa área en las locaciones de muestra con excedencias de cromo y níquel.<sup>1336</sup> Tratando de alinear mejor la delineación con la contaminación, el Tribunal determina un área impactada de 300 m<sup>2</sup> adyacente a estos puntos de excedencias adicionales, la cual también se encuentra un poco más cuesta arriba, y desde donde parecería haber fluido la contaminación. En consecuencia, el volumen total de suelo es de 600 m<sup>3</sup>. Por lo tanto, con una contingencia del 30% (véase el párrafo 428), el costo total de remediación asciende a **USD 234.000**.

(iii) Para los cuatro puntos de excedencias de la plataforma, el Tribunal determina que el área impactada es de 800 m<sup>2</sup>. Considerando una profundidad de dos metros en tres puntos de excedencias y de un metro en el cuarto, el volumen

<sup>1334</sup> GSI IP1, Ap. L, Tablas L.40.1, págs. 2-4, L.40.4 y L.40.5; GSI IP2, Ap. D, Tabla D.3, págs. 61-62 y Figura D.5.9.

<sup>1335</sup> GSI IP1, Ap. L, Figuras L.40.8 y L.40.E.B.2.

<sup>1336</sup> GSI IP1, Ap. L, Figuras L.40.8 y L.40.E.B.1.

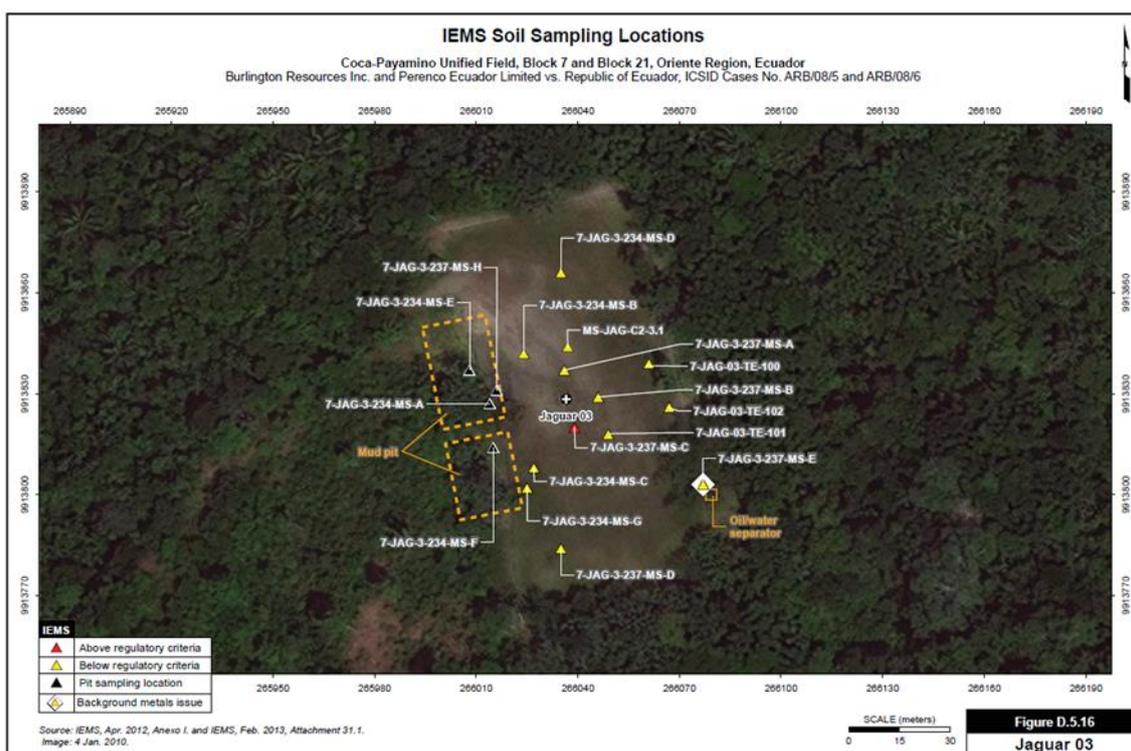
de suelo es de 1.400 m<sup>3</sup>. Con una contingencia del 20% (véase el párrafo 428), los costos ascienden en consecuencia a **USD 504.000**.

655. En síntesis, Burlington es responsable de compensar a Ecuador por Jaguar 2 en la suma de **USD 2.610.000**.

#### hh. Jaguar 3

656. Ecuador reclama USD 15.933.119 para remediar 15.960,10 m<sup>3</sup> de suelo que se extraerán de un área de 5.051 m<sup>2</sup>.<sup>1337</sup> Burlington rechaza esta pretensión y, como fundamento, alude a actividades de perforación anteriores al Consorcio. También descartó la excedencia de vanadio fuera del ángulo sudeste de la plataforma como un “problema de metales de fondo”.<sup>1338</sup>

657. La siguiente figura ilustra las locaciones de muestreo de IEMS;<sup>1339</sup> GSI no tomó muestras en Jaguar 3.<sup>1340</sup>



<sup>1337</sup> Adjunto Revisado 35 de IEMS IP4 (Excel), línea 25 (**Anexo E-500**). Compárese con: IEMS IP3, Anexo C, Jaguar 3, pág. 18; IEMS IP4, Adj. 38, Jaguar 3, pág. 18; 2º SMCC, ¶ 265; Réplica, ¶ 195(iv). Véase, asimismo: Sitio remodelado para Jaguar 3, agosto de 2013, Figura 08-B, (**Anexo E-499**).

<sup>1338</sup> GSI IP2, Tablas 1 y 3.

<sup>1339</sup> GSI IP2, Ap. D, Figura D.5.16.

<sup>1340</sup> GSI IP1, Ap. L.41; GSI IP2, Ap. D, Tabla D.4.

658. El Tribunal identificó una excedencia de bario en la plataforma al sur de la boca de pozo.<sup>1341</sup> Fuera de la plataforma, mediante la aplicación de criterios de ecosistema sensible en cumplimiento de su metodología de uso del suelo (sección 4.3.2.c),<sup>1342</sup> hay una excedencia de vanadio al lado del separador de agua/aceite en el ángulo sudeste de la plataforma.<sup>1343</sup> También habría excedencia de acuerdo con criterios de uso agrícola del suelo.
659. El pozo de Jaguar 3 fue perforado por Oryx en el año 1994 y produjo hasta el año 2005.<sup>1344</sup> No existen registros de derrames históricos para este sitio.<sup>1345</sup> GSI sólo mencionó un “*pequeño derrame de crudo de aproximadamente 3 barriles*” en el año 2002 al lado de la unidad *Power Oil*, fluyendo al oeste del sitio.<sup>1346</sup> Según GSI, se removió el suelo contaminado y se le reemplazó por suelo limpio.<sup>1347</sup> Además, el Tribunal advierte que no se tomaron muestras del suelo con motivo de la Auditoría Ambiental de 2008.<sup>1348</sup> Tampoco se tomaron muestras para la Auditoría Ambiental de 2006, a pesar de que hacía un año el pozo había dejado de producir; habría sido el momento indicado para verificar el estado ambiental de ese sitio.<sup>1349</sup> Por último, el Tribunal advierte que la Auditoría Ambiental de 2008 mencionó que el manejo de los drenajes perimetrales y trampas de grasa era deficiente.<sup>1350</sup>
660. Dados que las excedencias de bario y vanadio se sitúan en un lugar distinto al derrame del año 2002, el Tribunal sostiene que Burlington no refutó la presunción de que causó estas excedencias y debe soportar los costos de remediación.

<sup>1341</sup> Muestra 7-JAG-3-237-MS-C-1,5M. Véanse: IEMS IP4, Adj. 38, Jaguar 3, págs. 13-54; GSI IP1, Ap. L, Tabla L.41.1 y Figura L.41.3; GSI IP2, Ap. D, Tabla D.3, págs. 63-64 y Figuras D.1.19 y D.5.16.

<sup>1342</sup> GSI admite que la plataforma se halla rodeada por bosques secundarios destinados a un uso agrícola disperso. En opinión del Tribunal, las fotografías aéreas e imágenes satelitales muestran que la plataforma se encuentra, por lo general, rodeada de bosques tupidos. Véase: GSI IP1, Ap. L.41.1, pág. 5, Figura L.41.3 y Adj. L.41.A-L.41.B.

<sup>1343</sup> Muestra 7-JAG-3-237-MS-E-0,5.

<sup>1344</sup> GSI IP1, Ap. B.5 y Ap. L.41, pág. 2; Alegato de Apertura de Ecuador, Anexo Demostrativo 2, Cronograma de piscinas de lodo en los Bloques 7 y 21 hasta el año 2009, línea 47 (**Anexo E-563**); Jaguar: Antecedentes de 3 pozos (**Anexo E-248**).

<sup>1345</sup> GSI IP1, Ap. B.3; Saltos DT, Anexo A; Solís DT2, ¶ 76.

<sup>1346</sup> GSI IP1, Ap. L.41, pág. 3.

<sup>1347</sup> *Ibid.*

<sup>1348</sup> Auditoría Ambiental Bloque 7, noviembre de 2008, pág. 40, Tabla 3-3 (**Anexo E-252**).

<sup>1349</sup> Auditoría Ambiental Bloque 7, noviembre de 2006, Tabla 3-3 (**Anexo E-334**).

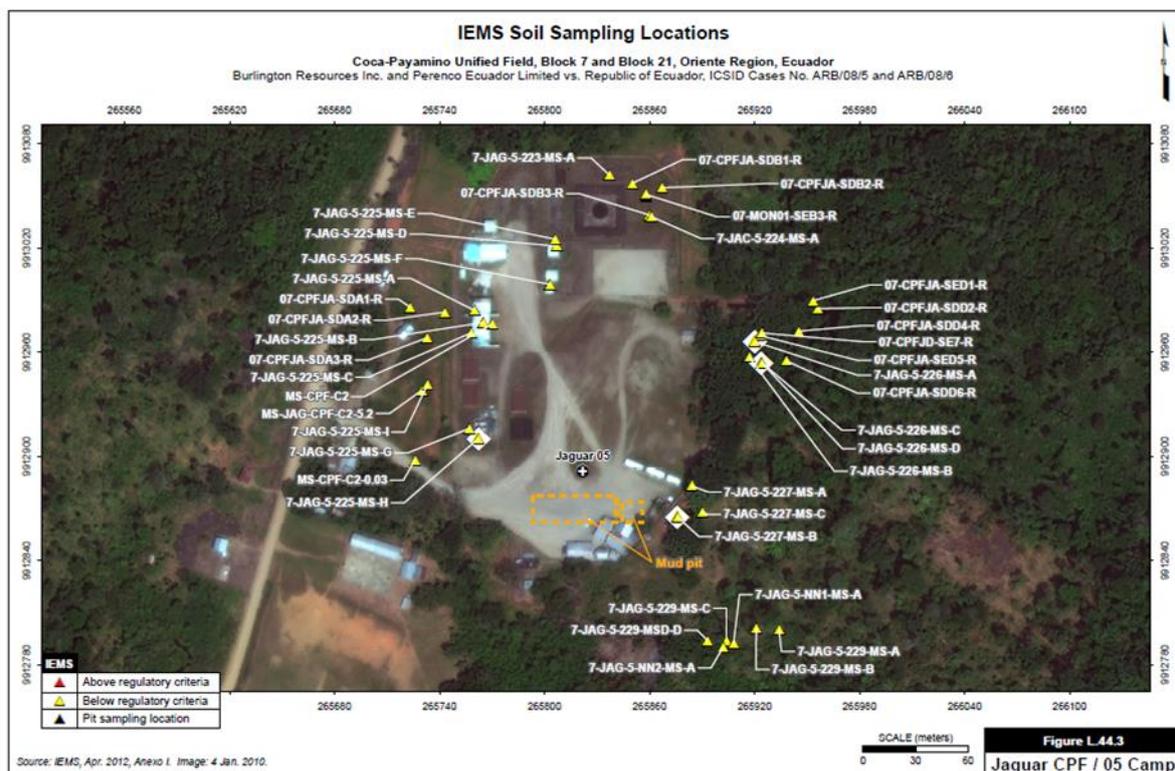
<sup>1350</sup> Auditoría Ambiental Bloque 7, noviembre de 2008, pág. 90, Tabla 5.1a (**Anexo E-252**).

661. En cuanto a las mediciones y los costos, el área total impactada es 280 m<sup>2</sup>; con una profundidad de 2 metros en la excedencia de la plataforma. El volumen total de suelo es 360 m<sup>3</sup>. Incluida una contingencia del 20% (véase el párrafo 428), el costo total es **USD 129.600** para Jaguar 3.

ii. **Jaguar 5/CPF**

662. Ecuador reclama USD 307.302 para remediar 230,10 m<sup>3</sup>, cubriendo un área de 177 m<sup>2</sup>.<sup>1351</sup> Burlington cuestiona esta reclamación sobre la base de que no hay excedencias de TPH o bario en ese sitio.<sup>1352</sup>

663. La siguiente figura ilustra las locaciones de muestreo de IEMS;<sup>1353</sup> GSI no tomó muestras en Jaguar 5/CPF:<sup>1354</sup>



664. En línea con su metodología de uso del suelo (sección 4.3.2.c), el Tribunal identificó una excedencia de vanadio en la plataforma, al lado del depósito de

<sup>1351</sup> Adjunto Revisado 35 del IEMS IP4 (Excel), fila 22 (**Anexo E-500**). Compárese con: IEMS IP3, Anexo C, Jaguar CPF Corregido, págs. 19-20; IEMS IP4, Adj. 38, Jaguar CPF, pág. 26; 2º SMCC, ¶ 261; Réplica, ¶ 195(iv).

<sup>1352</sup> GSI IP2, Tablas 1 y 3. Véase, asimismo: GSI IP1, Ap. L, Figura L.44.4.

<sup>1353</sup> GSI IP1, Ap. L, Figura L.44.3. GSI no recolectó muestra de suelo alguna en este sitio.

<sup>1354</sup> *Id.*, Ap. L.44; GSI IP2, Ap. D, Tabla D.4.

combustible.<sup>1355</sup> En el área residencial situada al oeste de la CPF, el Tribunal aplicó criterios agrícolas en relación con los parámetros regulados por el RAOHE (TPH, cadmio, plomo y níquel) y aplicó el criterio de uso residencial con respecto al bario.<sup>1356</sup> En todas las demás locaciones fuera de la plataforma, aplicó criterios de uso agrícola del suelo. Como resultado, no encontró excedencias al oeste del CPF, pero identificó una serie de excedencias de cadmio, plomo y níquel en tres focos al este y sudeste de Jaguar 5/CPF. El primer foco se encuentra al este del CPF y revela excedencias de cadmio y níquel.<sup>1357</sup> El segundo está junto al ángulo sudeste de Jaguar 5 con una excedencia de plomo y cadmio.<sup>1358</sup> El tercer foco se ubica aún más al sudeste con seis puntos de muestreo que reflejan excedencias de cadmio.<sup>1359</sup>

665. Según el historial de derrames, durante el año 1996, hubo cuatro derrames relativamente pequeños de crudo; dos en un separador API, uno en el sumidero y el cuarto en un lugar no especificado.<sup>1360</sup> En este contexto, el Tribunal se sorprende por un correo electrónico enviado por el Sr. Saltos a su supervisor en el año 2008. Dicha comunicación guarda relación con desembalses y tuvo por objeto solicitar “correctivos inmediatos” antes de una inspección para evitar tener que “lamentar informes desfavorables”. Asimismo, en la comunicación recomienda que “no se levante mucha polvareda para estos trabajos (militares?) a fin de que no haya resistencia así como *tampoco se pueda documentar*”.<sup>1361</sup> La comunicación luego hace referencia a la necesidad de limpiar unos 100 metros de la orilla de un arroyo en los siguientes términos:

---

<sup>1355</sup> Muestra 7-JAG-5-225-MS-H-0,5. GSI IR2, Ap. D, Table D.3, pág. 67.

<sup>1356</sup> Por ende, el Tribunal no aplicó, a diferencia de GSI, límites industriales en las siguientes locaciones de muestreo: 07-CPFJA-SDA1-R, 07-CPFJA-SDA2-R, 07-CPFJA-SDA3-R y MS-CPF-C2-0.03-1,6.

<sup>1357</sup> Muestras 7-JAG-5-226-MS-A-1,5, 7-JAG-5-226-MS-B-1,5, 7-JAG-5-226-MS-C-0,5, 7-JAG-5-226-MS-C-1,5 y 7-JAG-5-226-MS-D-1,5. Véanse: IEMS IP4, Ap. 38, Jaguar CPF, págs. 16-23; GSI IP1, Ap. L, Tabla L.44.1 y Figuras L.44.3 y L.44.4; GSI IP2, Ap. D, Tabla D.3, págs. 66-68.

<sup>1358</sup> Muestras 7-JAG-5-227-MS-B-0,5 y 7-JAG-5-227-MS-C-0,5. GSI IR2, Ap. D, Table D.3, pág. 68.

<sup>1359</sup> Muestras 7-JAG-5-229-MS-A-0,5, 7-JAG-5-229-MS-B-1,5, 7-JAG-5-229-MS-C-0,3, 7-JAG-5-229-MS-C-0,5, 7-JAG-5-229-MS-A-1,0, 7-JAG-5-229-MS-D-0,5, 7-JAG-5-229-MSD-D-0,5, 7-JAG-5-NN1-MS-A-0,5, 7-JAG-5-NN1-MS-A-1,5 y 7-JAG-5-NN2-MS-A-0,9. GSI IR2, Ap. D, Table D.3, pág. 68.

<sup>1360</sup> Todos los eventos tuvieron derrames de 5 barriles o menos. Véase: GSI IP1, Ap. B.3, líneas 22, 26, 28 y 30.

<sup>1361</sup> Correo electrónico de fecha 19 de diciembre de 2008 del Sr. Saltos al Supervisor de B7 HES (énfasis agregado por el Tribunal). Este correo electrónico se adjuntó a la segunda declaración testimonial del Sr. Solís. Véase: Solís, DT2, Anexo 61.

“Descarga de la planta de aguas servicas (aguas grises????) .....hay que limpiar las riveras del estero al menos unos 100 metros aguas debajo de la descarga [sic], limpiar la trampa de grasa, verificar parámetros; hay que tomar en cuenta que ya tenemos una NC+ en la auditoria 2008 [sic] precisamente por ese hallazgo y que la Dinapah nos ha sentenciado con un EXPEDIENTE ADMINISTRATIVO y MULTA que no sabemos todavía quién va a pagar(¿?) o a quién le vamos a cargar (¿?)”.<sup>1362</sup>

666. En su mensaje de correo electrónico, el Sr. Saltos también mencionó la necesidad de estudiar el “sitio destinado al tratamiento de suelo contaminado” a fin de garantizar que “estén funcionando bien los diques de contención y las trampas de grasa”; también sugirió que “debemos construirlas de inmediato”.<sup>1363</sup>
667. A la luz de estas pruebas, el Tribunal resuelve que Burlington es plenamente responsable por las excedencias identificadas en este sitio, es decir, la excedencia de vanadio y las excedencias fuera de la plataforma, al este y sudeste de Jaguar 5/CPF.
668. Dado que los volúmenes de suelo objeto de remediación y los costos de remediación calculados por el Tribunal exceden el monto que reclama Ecuador,<sup>1364</sup> el Tribunal concede el monto total reclamado para Jaguar 5/CPF, a saber: **USD 307.302.**

**jj. Jaguar 7/8**

669. Ecuador reclama USD 1.101.436 para remediar 1.017 m<sup>3</sup> para un área de 790 m<sup>2</sup>.<sup>1365</sup> Si bien Burlington reconoce que la remediación de 110 m<sup>3</sup> de suelo puede costar USD 108.000, niega responsabilidad al invocar actividades previas al

---

<sup>1362</sup> *Ibid.*

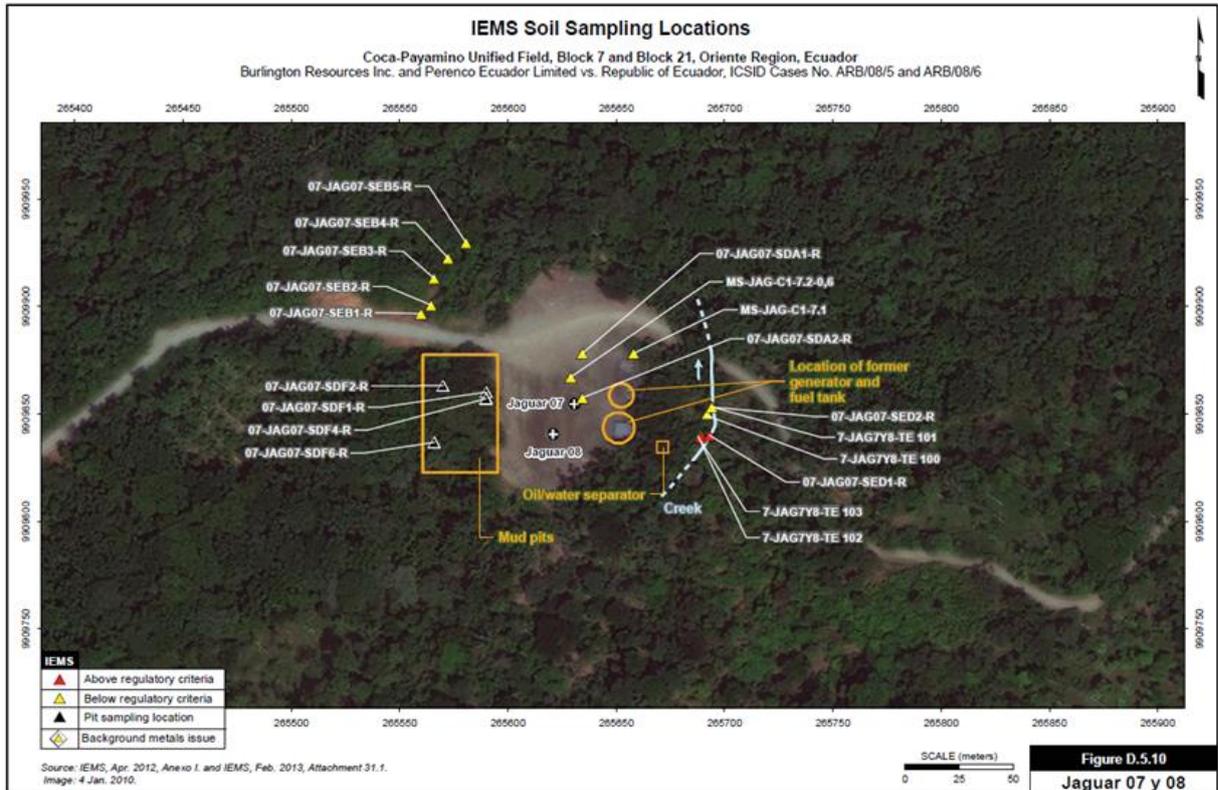
<sup>1363</sup> *Ibid.* Véase, asimismo: Tr. (Día 4) (ESP), 1325:20-1337:7 (Contrainterrogatorio, Saltos).

<sup>1364</sup> Tal como se observa en el párrafo 662 *supra*, Ecuador sólo reclama la remediación de 230,10 m<sup>3</sup> de suelo en un área de 177 m<sup>2</sup>. El Tribunal identificó una excedencia de vanadio en la plataforma y una serie de excedencias de níquel y cadmio en tres focos al sudeste y al este de la plataforma. La remediación de la excedencia, por ejemplo, en el punto de muestreo 7-JAG-5-229-MS-B-1,5 ya habría justificado recuperar 400 m<sup>3</sup> de suelo, más del volumen reclamado por Ecuador.

<sup>1365</sup> Adjunto Revisado 35 del IEMS IP4 (Excel), fila 26 (**Anexo E-500**). Compárese con: IEMS IP3, Anexo C, Jaguar 7/8 Corregido, pág. 16; IEMS IP4, Adj. 38, Jaguar 7/8, pág. 16; 2º SMCC, ¶ 266; Réplica, ¶ 195(v). Véase, asimismo: Sitio remodelado para Jaguar 7/8, agosto de 2013, Figura 14-B, (**Anexo E-499**).

Consortio que se desarrollaron en el año 1996.<sup>1366</sup> Dicho esto, Burlington acepta pagar USD 100.000 por obras relacionadas con el abandono de pozos.<sup>1367</sup>

670. Las siguientes figuras ilustran las locaciones de muestreo de IEMS<sup>1368</sup> y GSI<sup>1369</sup> en Jaguar 7/8:

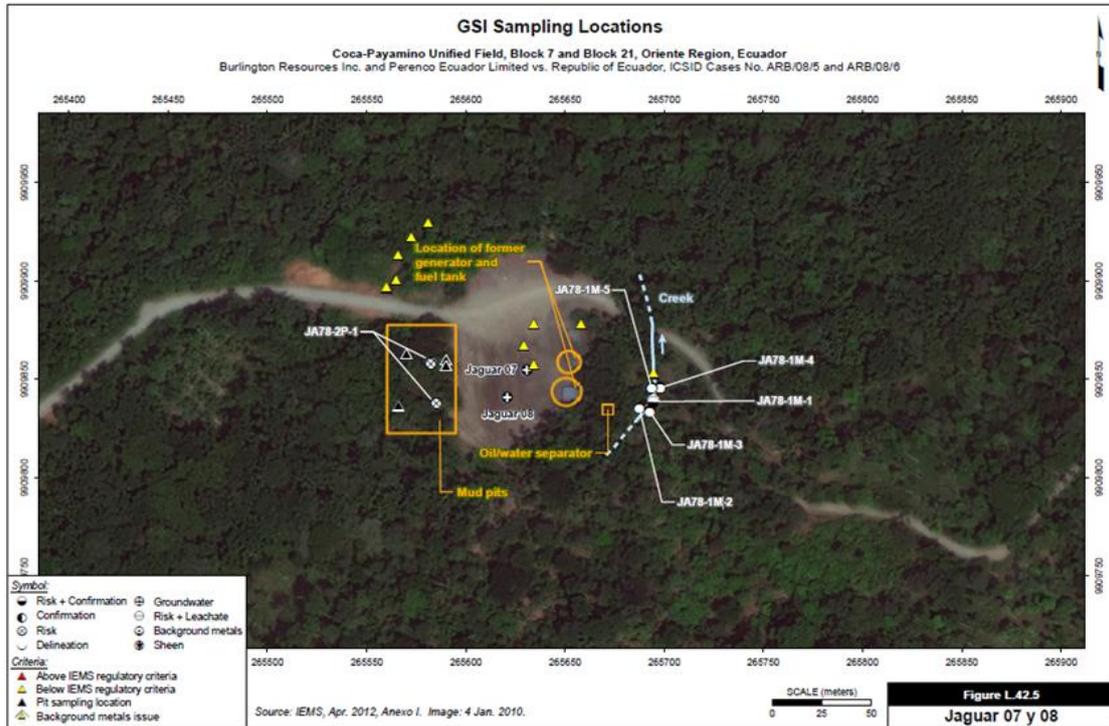


<sup>1366</sup> GSI IP2, Tablas 1, 3 y 4.

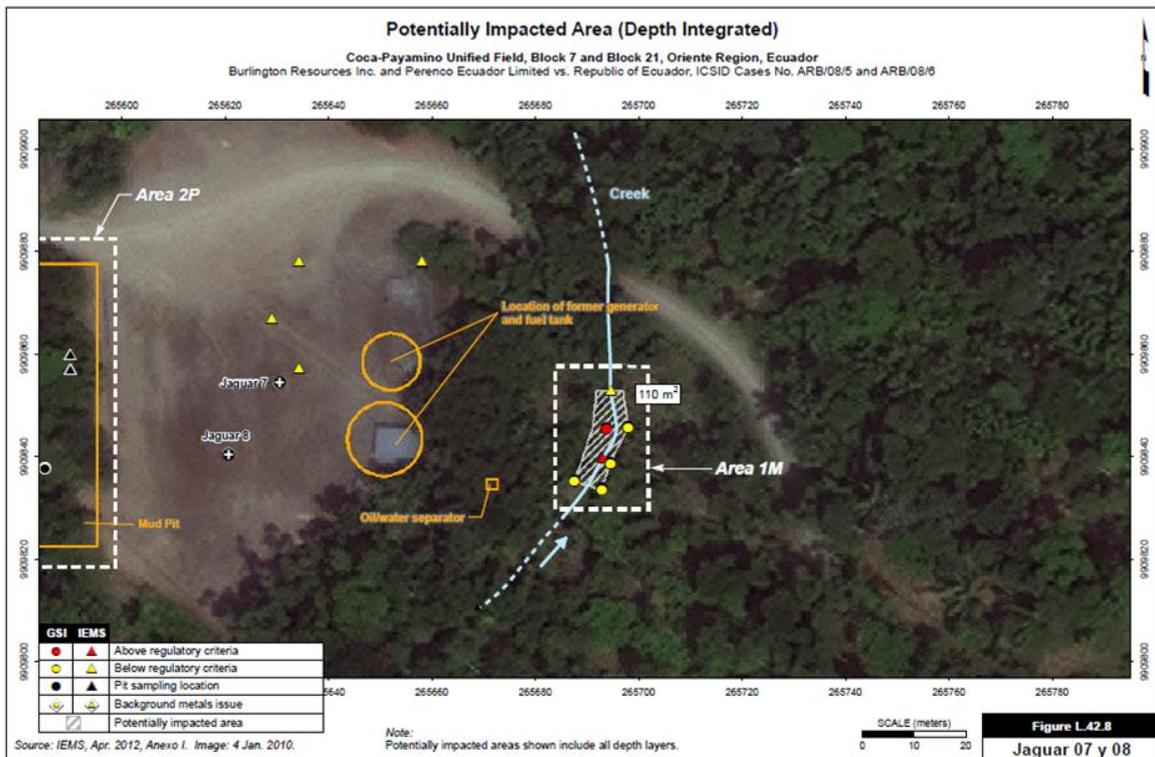
<sup>1367</sup> *Id.*, Tabla 3. El Tribunal aborda la cuestión del abandono de pozos en los párrafos 8843-8898 *infra*.

<sup>1368</sup> GSI IP2, Ap. D, Figura D.5.10.

<sup>1369</sup> GSI IP1, Ap. L, Figura L.42.5.



671. GSI calculó el área impactada para una de las locaciones contaminadas aquí en cuestión, a saber, el Área 1M; un cálculo del que luego se ocupará el Tribunal.<sup>1370</sup>



<sup>1370</sup> GSI IP1, Ap. L, Figura L.42.8.

672. En consonancia con su metodología del uso de la tierra (sección 4.3.2.c), dado que el Consorcio se había comprometido a abandonar la plataforma, el Tribunal aplicó criterios agrícolas a todas las locaciones de muestreo del sitio. Sobre esa base y aceptando que el área designada por GSI como Área 2P es una piscina de lodo,<sup>1371</sup> el Tribunal identificó tres excedencias de barrio a la largo de un arroyo al este de la plataforma en el área designada como 1M.<sup>1372</sup>
673. Burlington se basa en el testimonio del Sr. Saltos para alegar que el Área 1M se vio afectada durante la perforación de los pozos de Jaguar 7 y 8 por parte de Oryx en el año 1996.<sup>1373</sup> El registro histórico revela también un derrame de 30 barriles de crudo del 1 de diciembre de 1996 en la unidad hidráulica, del cual se recuperaron los 30 barriles.<sup>1374</sup> Por otro lado, Ecuador alega que el Consorcio llevó a cabo tareas de reacondicionamiento en el pozo de Jaguar 7,<sup>1375</sup> y el expediente confirma que en noviembre de 2005 el Consorcio realizó el reacondicionamiento # 5 en ese pozo, el cual consistió en perforar la reserva Napo “U”.<sup>1376</sup> GSI señala, asimismo, que *“aproximadamente en el año 2008, ocurrió un derrame de crudo en Jaguar 8 [de una unidad Power Oil in situ], pero no salió del área de la plataforma”*.<sup>1377</sup> Además, según el Sr. Solís, testigo de Ecuador, y según pruebas documentales contemporáneas, el 1 de febrero de 2004 hubo un derrame no declarado al descargarse 20 galones de una *“mezcla de crudo, aceite y agua en el sumidero de*

<sup>1371</sup> El reporte de taponamiento de piscinas del año 1996 menciona que la piscina se encuentra ubicada fuera de la plataforma. En la Visita del Sitio, IEMS confirmó que el Área 2P es, de hecho, una piscina. Véanse: Pasos y procedimientos ejecutados para el taponamiento de piscinas en las plataformas Mono y Jaguar, realizado por Llori Hnos. Cia. Ltda. para Oryx Ecuador, septiembre de 1996, pág. 41 (**Anexo E-350**); Tr. Visita del Sitio (Día 3) (Original), 79:9-10 (Tribunal, Alfaro). Con respecto a la posición de Ecuador. Véase, asimismo: Tr. Visita del Sitio (Día 3) (ENG), 35:3-5, 38:8-39:11 (Presentación del Sr. García Represa en Jaguar 7/8).

<sup>1372</sup> Muestras de IEMS 07-JAG07-SED1-R(0,0-0,5)m y 7-JAG7Y8-TE103(0.5-0.7); y muestra de GSI JA78-1M-5-(0.0-1.0). Véanse: IEMS IP4, Adj. 38, Jaguar 7/8, págs. 8-13; GSI IP1, Ap. L, Tabla L.42.1 y Figuras L.42.3 a L.42.6; GSI IP2, Ap. D, Tabla D.3, págs. 64-65 y Figuras D.1.13 y D.5.10.

<sup>1373</sup> El Sr. Saltos también presentó pruebas de haber realizado descargas de agua en el medio ambiente autorizadas en el año 1996, cuando trabajaba para Oryx. Véanse: Saltos DT2, ¶ 89; Acta de certificación de agua tratadas del pozo Jaguar 7-8, 24 de agosto de 1996 (**Anexo CE-CC-288**).

<sup>1374</sup> GSI IP1, Ap. B.3.

<sup>1375</sup> R-ESPV, ¶ 200.

<sup>1376</sup> Reacondicionamiento de pozos en los Bloques 7 y 21 de años 1992 a 2012, Jaguar 7, Reacondicionamiento # 5, noviembre de 2002, págs. 10-12 (**Anexo E-573**).

<sup>1377</sup> GSI IP1, Ap. L.42, pág. 3.

*Jaguar 7-8 y el área circundante*".<sup>1378</sup> Por último, el Tribunal advierte que no se tomaron muestras de suelo a efectos de la Auditoría Ambiental de 2008,<sup>1379</sup> a pesar de que en la auditoría se señaló que los drenajes perimetrales y las trampas de grasa estaban mal mantenidos,<sup>1380</sup> y que las líneas de flujo carecían de limpieza.<sup>1381</sup>

674. En vista de lo anterior, el Tribunal considera que Burlington no refutó la presunción de causalidad. Por ende, Burlington es totalmente responsable por el estado ambiental de Jaguar 7/8 y, como tal, Burlington debe pagar el monto para remediar el Área 1M.
675. Con respecto a la evaluación del suelo impactado y los costos de remediación, GSI delineó un área de 110 m<sup>2</sup><sup>1382</sup> (como se muestra en la imagen correspondiente al párrafo 671 *supra*), que el Tribunal aumenta a 200 m<sup>2</sup> para incluir parte del acantilado que termina en el separador de aceite/agua. El volumen de suelo es 200 m<sup>3</sup>. Tras añadir una contingencia del 30% (véase el párrafo 428), el costo de remediación asciende a **USD 78.000** para Jaguar 7/8.

#### **kk. Jaguar 9**

676. Ecuador reclama USD 38.317.842 para remediar 38.411,10 m<sup>3</sup> de suelo en un área de 24.015 m<sup>2</sup>.<sup>1383</sup> Burlington se opone a esta pretensión. Sostiene que la mayoría de las muestras que tomó IEMS provienen de una piscina y que, aparte de eso, no hay excedencias en este sitio.<sup>1384</sup>
677. Sin perjuicio del suelo de las piscinas a los fines presentes, un análisis de los resultados de muestreo de IEMS revela que no hay excedencias en este sitio bajo ningún criterio regulatorio.<sup>1385</sup> Por ende, se desestima la pretensión de Ecuador.

<sup>1378</sup> Énfasis agregado por el Tribunal. Véase: Reporte interno de derrames de fecha 1 de febrero de 2004 (Solís DT, Anexo 39). Véase, asimismo: Solís DT2, ¶ 76, punto 1.

<sup>1379</sup> Auditoría Ambiental Bloque 7, noviembre de 2008, pág. 40, Tabla 3-3 (**Anexo E-252**). Ninguna se tomó tampoco para la auditoría del año 2006. Véase: Auditoría Ambiental Bloque 7, noviembre de 2006, Tabla 3-3 (**Anexo E-334**).

<sup>1380</sup> *Id.*, pág. 89, Tabla 5.1a y pág. 332, Lista de Verificación.

<sup>1381</sup> IEMS IP4, Adj. 38, Jaguar 7/8, pág. 5.

<sup>1382</sup> GSI IP1, Ap. L, Adj. L.42.E, Figura L.42.E.B.1.

<sup>1383</sup> Adjunto Revisado 35 del IEMS IP4 (Excel), fila 27 (**Anexo E-500**). Compárese con: IEMS IP3, Anexo C, Jaguar 9, pág. 15; 2º SMCC, ¶ 267.

<sup>1384</sup> GSI IP1, Ap. L, Figura L.43.4; GSI IP2, Tablas 1 y 3.

<sup>1385</sup> IEMS IP3, Anexo C, Jaguar 9, págs. 10-13; GSI IP1, Ap. L, Tabla L.43.1 y Figuras L.43.4 y L.43.4; GSI IP2, Ap. D, Tabla D.3, págs. 65-66.

## II. Lobo 1

678. Ecuador reclama USD 1.473.242 para remediar 1.400,10 m<sup>3</sup> de suelo en un área de 1.077 m<sup>2</sup>.<sup>1386</sup> Burlington se opone a esta pretensión. Alega que las tres muestras de IEMS con excedencias se extrajeron, en realidad, de piscinas de lodo.<sup>1387</sup>
679. El Tribunal observa, en primer lugar, que las muestras recolectadas por IEMS en el ángulo sudeste de la plataforma se ubican, de hecho, en una piscina. En efecto, las pruebas demuestran que BP construyó allí una piscina de 53x50 metros en el año 1989.<sup>1388</sup> El Tribunal acepta, además, la explicación de GSI de que la muestra MS-LOB-C3-1.3-1,20 proviene, en realidad, de la piscina de lodo al noroeste de la plataforma.<sup>1389</sup> El Tribunal advierte, por último, que Ecuador no controvertió estos hechos en su Escrito Posterior a la Audiencia.
680. En virtud de lo expuesto, y sin perjuicio del suelo de la piscina en esta etapa del análisis, el Tribunal resuelve que no se registran excedencias en este sitio bajo ningún criterio regulatorio. Por ende, se desestima la pretensión de Ecuador de remediación de suelo fuera de las piscinas.

## mm. Lobo 3

681. Ecuador reclama USD 3.569.648 para remediar 4.030 m<sup>3</sup> de suelo en un área de 1.200 m<sup>2</sup>.<sup>1390</sup> Burlington rechaza esta reclamación. Alega que parte de las muestras de IEMS provienen de una piscina y que las otras muestras cumplen con los criterios regulatorios.<sup>1391</sup>

---

<sup>1386</sup> El Tribunal advierte una leve incoherencia en las cifras de Ecuador, ya que el área impactada es mayor según su posición normativa que según aquella basada en valores de fondo. Véase: Adjunto Revisado 35 del IEMS IP4 (Excel), fila 28 (**Anexo E-500**). Compárese con: IEMS IP3, Anexo C, Lobo 1, pág. 12; IEMS IP4, Adj. 38, Lobo 1, pág. 11; 2º SMCC, ¶ 248; Réplica, ¶ 195(xxi).

<sup>1387</sup> GSI indicó en su segundo reporte que había aparecido información “*que indicaba claramente que los resultados de muestreo que informó IEMS pertenecían a la ubicación de una piscina de lodo/ripios*”. GSI IP2, pág. 26. Véase, asimismo: GSI IP2, Ap. B.3.2, Ap. D, pág. 13, Tablas D.3, págs. 68-69, D.8 a D.10 y Figuras D.1.6, D.5.3 y D.6.6.

<sup>1388</sup> GSI IP2, Ap. B.3.2, en particular, págs. 66 y 74 (esta última contiene un mapa de la plataforma y de la piscina).

<sup>1389</sup> GSI IP2, Ap. D, Anexo D.2, pág. 6. Esto aparenta confirmarse mediante las coordenadas de muestra volcadas en el tercer informe pericial de IEMS. Véase: IEMS IP3, Anexo L.1, pág. 74 (Protocolo de Corplab N.º 1110-978).

<sup>1390</sup> Adjunto Revisado 35 del IEMS IP4 (Excel), fila 30 (**Anexo E-500**). Compárese con: IEMS IP3, Anexo C, Lobo 3 Corregido, pág. 17; 2º SMCC, ¶¶ 250-251.

<sup>1391</sup> GSI IP1, Ap. L, Figura L.47.4; GSI IP2, Tablas 1 y 3.

682. Dejando de lado el suelo de las piscinas, y aplicando criterios sobre el uso de ecosistemas sensibles a lugares fuera de la plataforma, el Tribunal no encuentra excedencias en ese sitio.<sup>1392</sup> Por consiguiente, se desestima la reclamación de Ecuador de remediación de suelo fuera de las piscinas.

**nn. Mono 1-5/CPF**

683. Ecuador reclama USD 103.739.421 para remediar 115.259,30 m<sup>3</sup> de suelo en un área de 34.854 m<sup>2</sup>.<sup>1393</sup> Si bien Burlington reconoce que la remediación de 6.830 m<sup>3</sup> puede costar USD 659.000,<sup>1394</sup> niega que el Consorcio haya causado las excedencias identificadas y hace referencia, en cambio, a actividades de perforación anteriores al Consorcio.<sup>1395</sup>

684. Las siguientes imágenes ilustran las locaciones de muestreo de IEMS<sup>1396</sup> y GSI<sup>1397</sup> en Mono 1-5/CPF:

---

<sup>1392</sup> GSI IP1, Ap. L, Tablas L.47.1, L.47.3 y Figura L.47.3; GSI IP2, Ap. D, Tabla D.3, pág. 70.

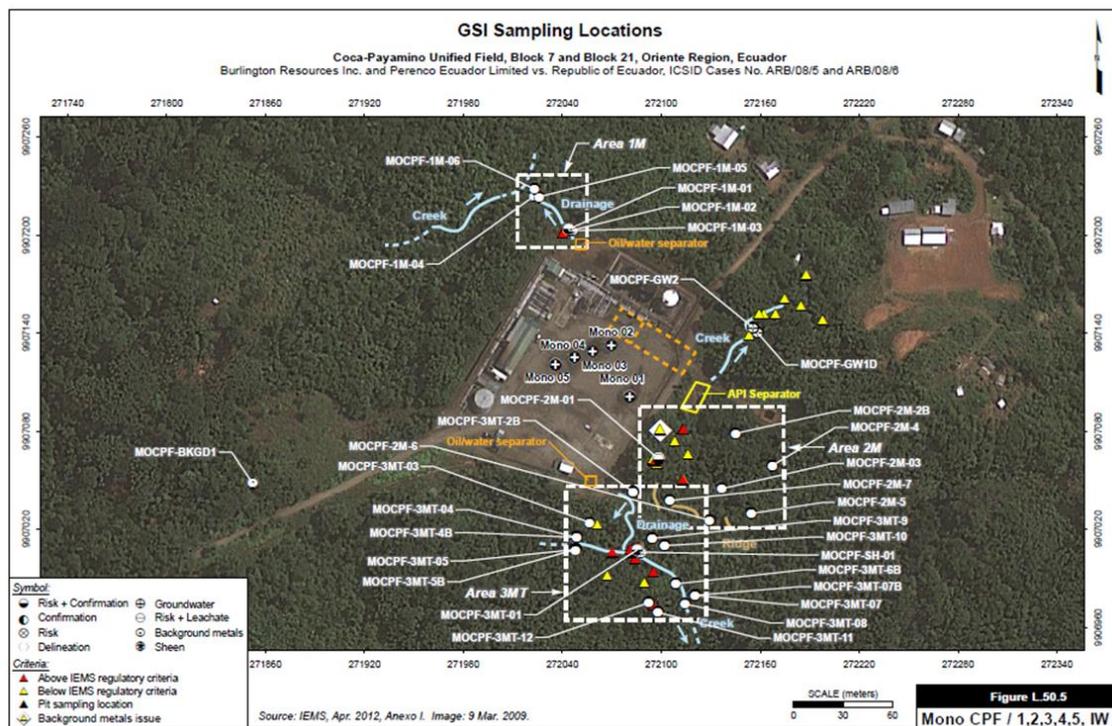
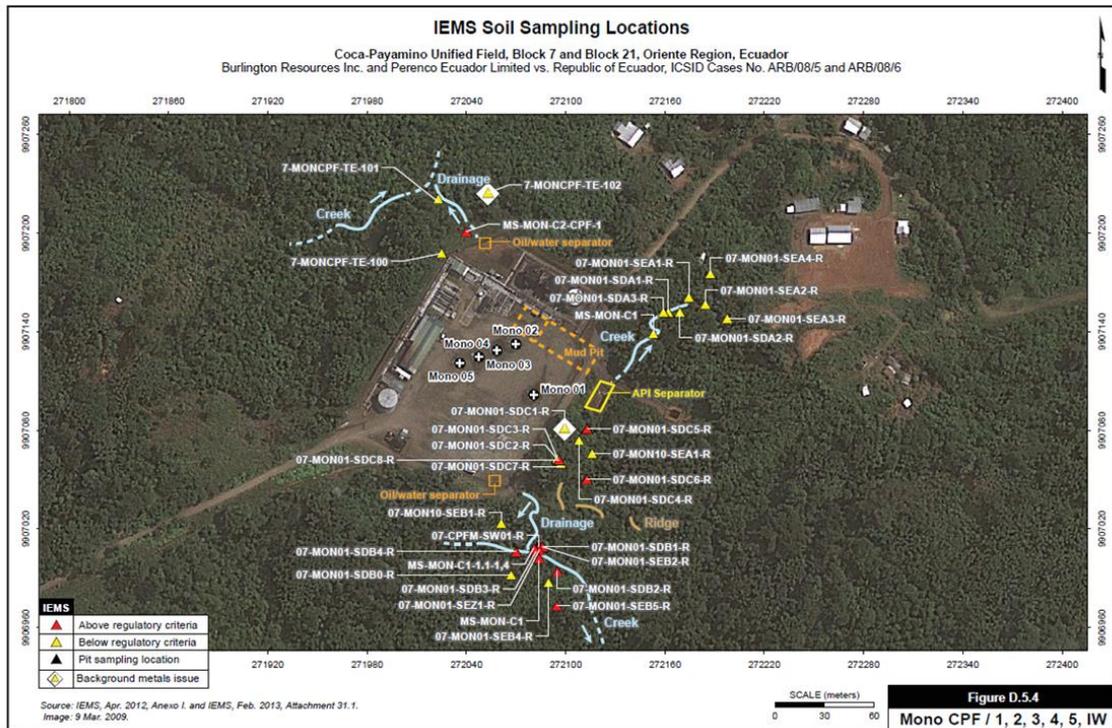
<sup>1393</sup> Adjunto Revisado 35 del IEMS IP4 (Excel), fila 32 (**Anexo E-500**). Compárese con: IEMS IP3, Anexo C, Mono CPF Corregido, págs. 28-29; IEMS IP4, Adj. 38, Mono CPF, pág. 30; 2º SMCC, ¶¶ 254-255; Réplica, ¶¶ 117-131, 162 y 195(i).

<sup>1394</sup> GSI IP1, Ap. L.50, págs. 7-8; GSI IP2, Tablas 1, 3 y 4.

<sup>1395</sup> Tr. Visita del Sitio (Día 3) (ENG), 95:3-96:14 (Presentación de la Sra. Renfroe en Coca CPF); R-ESPV, ¶ 25.

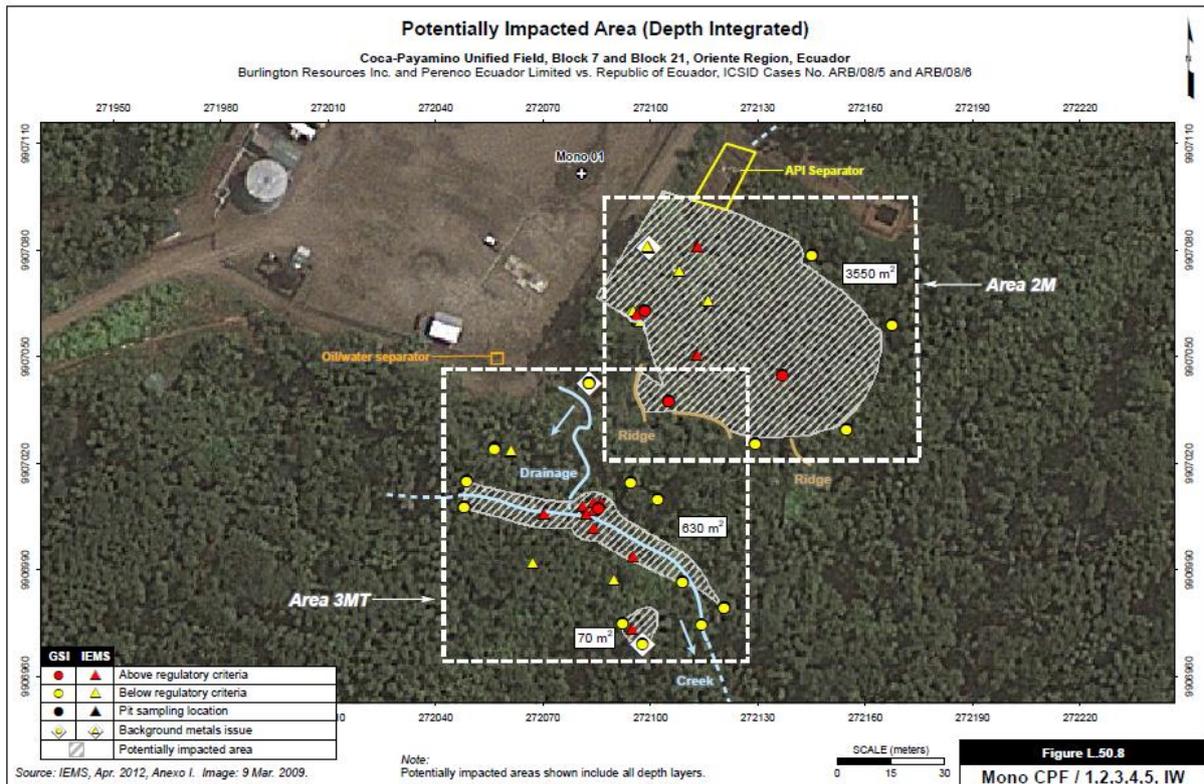
<sup>1396</sup> GSI IP2, Ap. D, Figura D.5.4.

<sup>1397</sup> GSI IP1, Ap. L, Figura L.50.5.



685. GSI evaluó algunas de las áreas contaminadas controvertidas, a saber, las Áreas 2M y 3MT, a cuya evaluación el Tribunal se remite a *infra*.<sup>1398</sup>

<sup>1398</sup> *Id.*, Figura L.50.8.



686. Durante la Visita del Sitio, el Tribunal pudo ver, de primera mano, el uso del suelo en las áreas presuntamente afectadas alrededor de Mono CPF. Sobre dicha base, y de acuerdo con su metodología (sección 4.3.2.c), aplicó los criterios de ecosistemas sensibles a locaciones de muestreo fuera de la plataforma al sudeste, al este y al noreste de la plataforma de Mono 1-5/CPF.<sup>1399</sup> Dado que los puntos de muestreo al noreste de la plataforma se encuentran próximos a un área residencial de la comunidad de San Justo, el Tribunal aplicó los criterios residenciales del TULAS para el barío.<sup>1400</sup> Por último, el Tribunal también aplicó criterios de ecosistema sensible a puntos de muestreo en el ángulo noroeste de la plataforma, a lo largo de un drenaje que desemboca en un arroyo.<sup>1401</sup>
687. Los resultados de muestreo revelan el mal estado ambiental de un área de drenaje en el ángulo sudeste de la plataforma, designada por GSI como Área 3MT, y de otra área más al norte, del otro lado de una cordillera, identificada como Área 2M.<sup>1402</sup> Hay niveles relativamente altos de TPH, barío, cadmio y plomo en el drenaje

<sup>1399</sup> GSI IP2, Ap. D, Figura D.5.4.

<sup>1400</sup> *Ibid.* Véase, asimismo: IEMS IP4, Adj. 38, Mono CPF, pág. 3.

<sup>1401</sup> GSI IP2, Ap. D, Figura D.5.4.

<sup>1402</sup> GSI IP1, Ap. L, Figura L.50.5.

del Área 3MT,<sup>1403</sup> como también excedencias moderadas de bario, cromo y plomo en un foco más al norte, cruzando un arroyo.<sup>1404</sup> El Tribunal también identificó niveles elevados de bario, cadmio, cromo y plomo en el Área 2M,<sup>1405</sup> así como excedencias de bario y cadmio en el Área 1M a lo largo de un drenaje en el ángulo noroeste de Mono 1/CPF.<sup>1406</sup> Los resultados de muestreo no revelan excedencias en el área al noreste de la plataforma.<sup>1407</sup>

688. El pozo de Mono 1 fue perforado por BP entre los años 1988 y 1989, y los pozos de Mono 2 a 5 fueron perforados por Oryx en el año 1996.<sup>1408</sup> Según la información que obra en el expediente, las dos piscinas ubicadas al norte de la plataforma fueron puestas en funcionamiento por Oryx en el año 1996.<sup>1409</sup> Dado que no está claro si BP utilizó una piscina al perforar Mono 1 o si los ripios y lodos de perforación simplemente se descargaron en el medio ambiente, el Tribunal se ocupará del Área 2M. En efecto, GSI explicó inicialmente que estos lodos y ripios

<sup>1403</sup> Muestras de IEMS 07-CPFM-SW01-R(0,8-1,0)m, 07-MON01-SDB1-R(0,2-0,4)m, 7-MON01-SDB2-R(0,2-0,4)m, 07-MON01-SDB3-R(0,3-0,4)m, 07-MON01-SDB3-R(0,5-0,6)m, 07-MON01-SDB4-R(0,5-0,6)m, 07-MON01-SDB4-R(0,6-0,8)m, 07-MON01-SEB2-R(0,0-0,3)m, 07-MON01-SEB6-R(0,0-0,3)m, 07-MON01-SEZ1-R(0,0-0,3)m; y muestras de GSI MOCPPF-3MT-01-0,0-0,3, MOCPPF-3MT-01-1,2-1,5, MOCPPF-3MT-02-2,4-2,7, MS-MON-C1-1,1-1,4, MS-MON-C1-1,2-1,9. Véase: IEMS IP4, Adj. 38, Mono CPF, págs. 16-28; GSI IP1, Ap. L, Tablas L.50.1, L.50.3 a L.50.5 y Figuras L.50.3 y L.50.5; GSI IP2, Ap. D, Tabla D.3, págs. 74-76.

<sup>1404</sup> Muestra de IEMS 07-MON01-SEB5-R(0,0-0,3)m; y muestra de GSI MOCPPF-3MT-11-(1,0-2,0). Véase: GSI IP1, Ap. L, Tablas L.50.1 y L.50.5.

<sup>1405</sup> Muestras de IEMS 07-MON01-SDC1-R(2,4-2,6)m, 07-MON01-SDC5-R(0,5-0,7)m, 07-MON01-SDC5-R(1,5-1,7)m, 07-MON01-SDC5-R(2,0-2,3)m, 07-MON01-SDC6-R(2,3-2,5)m, 07-MON01-SDC8-R(0,5-0,7)m, 07-MON01-SDC8-R(1,5-1,7)m, 07-MON01-SDC8-R(2,2-2,3)m; y muestras de GSI MOCPPF-2M-01-2,4-2,7, MOCPPF-2M-03-2,7-3,0, MOCPPF-2M-7-(0,0-1,0). Véase: IEMS IP4, Adj. 38, Mono CPF, págs. 16-28; GSI IP1, Ap. L, Tablas L.50.1, L.50.3 a L.50.5 y Figuras L.50.3 y L.50.5; GSI IP2, Ap. D, Tabla D.3, págs. 74-75. Dado que el Tribunal desconoce la ubicación exacta de las muestras de IEMS 07-MON01-SDY2-R y 07-MON01-SDY3-R, el Tribunal descartó estas dos muestras. Por otra parte, el Tribunal acepta las explicaciones de GSI con respecto a la correcta ubicación de las muestras 07-MON01-SDC2-R(0,4-0,6)m y 07-MON01-SDC2-R(1,3-1,5)m. Véase: GSI IP1, Anexo D.2, págs. 5-6.

<sup>1406</sup> Muestras de IEMS MS-MON-C2-CPF-1 y 7-MONCPF-TE-102(0,0-0,80). El Tribunal acepta las explicaciones de GSI sobre la correcta ubicación de la muestra MS-MON-C2-CPF-1. Véase: GSI IP1, Anexo D.2, pág. 10.

<sup>1407</sup> GSI IP1, Ap. L, Tabla L.50.1 y Figura L.50.1; GSI IP2, Ap. D, Tabla D.3, pág. 74.

<sup>1408</sup> GSI IP1, Ap. B.5 y Ap. L.50, pág. 2; Alegato de Apertura de Ecuador, Anexo Demostrativo 2, Cronograma de piscinas de lodo en los Bloques 7 y 21 hasta el año 2009, línea 57 (**Anexo E-563**).

<sup>1409</sup> *Ibid.*; GSI IP2, Ap. B.5, pág. 2. Véase, en particular, el reporte de taponamiento de piscinas de lodo del año 1996: Pasos y procedimientos ejecutados para el taponamiento de piscinas en las plataformas Mono y Jaguar, realizado por Llori Hnos. Cia. Ltda. para Oryx Ecuador, septiembre de 1996 (**Anexo E-350**). En su primer reporte, GSI mencionó que no había piscinas taponadas en estas instalaciones e indicó que el ripio y el lodo de perforación de Mono 2 a 5 “supuestamente se desecharon en el pozo de eliminación de lodo in situ mediante inyección”. GSI IP1, Ap. L.50, pág. 3.

“*podieron haberse descargado en la superficie de la tierra al este de la planta*”, que corresponde al Área 2M.<sup>1410</sup> Durante la Visita del Sitio, el Sr. Chaves de la firma IEMS sugirió que el Área 2M es una piscina y que dicha piscina presenta filtraciones hacia el Área 3MT, que se encuentra más al sur y cuesta abajo.<sup>1411</sup> En vista de la declaración del Sr. Chaves sobre la existencia de una piscina, los altos niveles de concentraciones de metal (el nivel de bario es superior a 10.000 mg/kg, el nivel de cadmio por encima de 11 mg/kg y el nivel de plomo de más de 938 mg/kg) y la profundidad de la contaminación (hasta las muestras extraídas a 2,6 metros),<sup>1412</sup> el Tribunal acepta la declaración de IEMS de que el Área 2M es una piscina. Por ende, incluirá esta área en su análisis de piscinas de lodo (véase el párrafo 811 *infra*).

689. Abordando ahora las otras áreas en que se detectaron excedencias, el Tribunal advierte, en primer lugar, que el pozo de Mono 1 se colocó en *stand-by* y que luego fue reactivado por el Consorcio tras un reacondicionamiento,<sup>1413</sup> lo cual también puede explicar la presencia de bario y otros químicos en áreas alrededor de la plataforma.<sup>1414</sup> Además, el Sr. Saltos confirmó en la Audiencia que Mono 1 se utilizó como pozo de inyección, es decir, que el agua producida se inyectaba en el pozo mediante una unidad *Power Oil* ubicada al lado de la trampa de grasa en el ángulo sudeste.<sup>1415</sup>

---

<sup>1410</sup> GSI IP1, Ap. L.50, pág. 3. GSI sugirió, asimismo, que, además de las excedencias correspondientes al Área 2M supuestamente causadas por las descargas de lodo de perforación en el año 1989, las excedencias correspondientes al Área 3MT fueron el producto de descargas de lodo de perforación y un derrame de petróleo en el año 1996. Véase: GSI IP1, ¶ 271(2) y Tabla 4; GSI IP2, Tabla 4. En cuanto a la presentación de Burlington sobre causalidad en la Visita del Sitio, véanse: Tr. Visita del Sitio (Día 3) (ENG), 95:3-96:14 (Presentación de la Sra. Renfroe en Mono CPF); C-ESPV, ¶ 25.

<sup>1411</sup> Tr. Visita del Sitio (Día 3) (Original), 108:12-14 (Tribunal, Chaves en el Área 3MT de Mono CPF). Con respecto a la posición de Burlington, remitirse a: Tr. Visita del Sitio (Día 3) (ENG), 95:3-9 (Presentación de la Sra. Renfroe en el Área 3MT de Mono CPF).

<sup>1412</sup> GSI IP1, Ap. L, Tabla L.50.1; GSI IP2, Ap. D, Tabla D.3, págs. 74-76.

<sup>1413</sup> R-EPA, ¶ 721; R-ESPV, ¶ 198. Véase, asimismo: Tr. (Día 4) (ESP), 1325:20-1337:7 (Contrainterrogatorio, Saltos).

<sup>1414</sup> Tr. (Día 4) (ESP), 1267:14-18 (Contrainterrogatorio, Saltos). El Tribunal advierte, asimismo, que el Consorcio realizó siete reacondicionamientos en el pozo de Mono 1 entre los años 2003 y 2008, en la mayoría de los casos, con el objeto de reparar las bombas electrosumergibles, pero que también implicaban el uso de químicos, como los reacondicionamientos ## 10-12. Véase, por ejemplo: Reacondicionamiento de pozos en los Bloques 7 y 21 de años 1992 a 2012, Mono 1, Reacondicionamiento # 12, febrero de 2008, pág. 3 (**Anexo E-573**).

<sup>1415</sup> Tr. (Día 4) (ESP), 1247:4-1251:1 (Contrainterrogatorio, Saltos). Véase, asimismo: Reacondicionamiento de pozos en los Bloques 7 y 21 de años 1992 a 2012, Mono 1, Inyección de Agua, Proyecto Instalación Inyección Agua en Campo Mono, Perenco Ecuador Limited, marzo de 2006 (**Anexo E-573**).

690. Según el historial de derrames, ocurrieron numerosos incidentes en Mono 1/CPF a lo largo de los años, bastantes. más durante el período de operaciones del Consorcio que bajo operadores anteriores.<sup>1416</sup> Por ejemplo, GSI sólo menciona el derrame de un barril en el año 1997 en la bomba separadora API bajo el mando de Petroproducción.<sup>1417</sup> En cambio, el expediente revela un derrame de 12 barriles de crudo en la plataforma de pozos Mono 4 el 29 de marzo de 2005,<sup>1418</sup> un derrame de 7 barriles de crudo en la unidad *Power Oil* el 8 de octubre de 2005<sup>1419</sup> y un derrame de 30 barriles de crudo y agua producida en la bomba de refuerzo el 7 de julio de 2008.<sup>1420</sup> Además, el Sr. Solís, testigo de Ecuador, mencionó un derrame no declarado (pero documentado) de 11 barriles de crudo que ocurrió el 28 de abril de 2008 como resultado de una falla mecánica en la unidad *Power Oil*.<sup>1421</sup> Por último, Burlington aludió a un derrame en el año 2011 bajo el control de Petroamazonas, pero el expediente revela que este último derrame afectó el área al noreste de la plataforma, donde el Tribunal no detectó ninguna excedencia.<sup>1422</sup>
691. Más específicamente, con respecto al Área 3MT, cabe destacar que GSI inicialmente no declaró ningún impacto en ese lugar e informó que todos los derrames anteriores se habían remediado. En particular, señaló que:

*“Los derrames históricos durante el año 2007 y con anterioridad ocurrieron en la trampa de petróleo en el ángulo sudeste de la planta, y se informaron y remediaron de manera apropiada. Al momento de la inspección de GSI, esta área (ubicada aproximadamente a 50 m al este del vallado de CPF) estaba cubierta por abundante pasto, arbustos bajos y árboles. GSI no encontró indicios de manchas o brillo de petróleo en el agua o los sedimentos, incluso tras agitar los sedimentos”.*<sup>1423</sup>

<sup>1416</sup> GSI IP1, Ap. B.3.

<sup>1417</sup> *Id.*, línea 42.

<sup>1418</sup> Réplica, ¶ 46. Véase, asimismo: GSI IP1, Ap. B.3, línea 78.

<sup>1419</sup> GSI IP1, Ap. B.3, línea 81.

<sup>1420</sup> *Id.*, Ap. B.3, línea 94; Saltos DT1, Anexo A. Véase, asimismo: Informe de Remediación sobre el incidente en Mono CPF, incluyendo las comunicaciones y aprobaciones subsiguientes, julio a octubre de 2008 (**Anexo CE-CC-334**); Carta de fecha 7 de julio de 2008 de Eric D’Argentré (Perenco) a Marcelo Mata (DINAPA) (**Anexo CE-CC-166**); Carta de fecha 14 de noviembre de 2008 de Francisco V. Sánchez (Ministerio de Minas y Petróleo) a Eric D’Argentré (Perenco) (**Anexo CE-CC-185**).

<sup>1421</sup> Correo electrónico de fecha 28 de abril de 2008 del Superintendente del Bloque 7 (Solís DT, Anexo 53). Véase, asimismo: Réplica, ¶ 51(d); Solís DT2, ¶ 76, punto 14.

<sup>1422</sup> CMCC, ¶¶ 484-486; IEMS IP2, Anexo 16, pág. 13 (REC N.º 111); GSI IP1, Ap. L, Figura L.50.2. Con respecto a la posición de Ecuador, véase: R-ESPV, ¶¶ 201-202.

<sup>1423</sup> GSI IP1, Ap. L.50, pág. 5.

692. GSI además agregó lo siguiente:

*“Cuesta abajo, en un área cerca del ángulo sudeste del CPF, se detectaron bacterias de hierro naturales/orgánicas, visibles en la base de la corriente. No se observaron indicios de impactos y el área estaba correctamente remediada”.*<sup>1424</sup>

693. El contrainterrogatorio del Sr. Saltos, sin embargo, sacó a relucir varios hechos relevantes. En primer lugar, el Sr. Saltos dijo que el Consorcio realizó trabajos de reacondicionamiento en el pozo de Mono 1.<sup>1425</sup> En segundo lugar, declaró que las bombas Power Oil “son bombas bastante proclives a accidentes”.<sup>1426</sup> En tercer lugar, el Sr. Saltos confirmó que la unidad Power Oil se encuentra cerca de la trampa de grasa en el ángulo sudeste de la plataforma.<sup>1427</sup> En cuarto lugar, aceptó que, si ocurre un derrame por problemas con la unidad Power Oil, el agua de producción mezclada con crudo fluye hacia esa trampa de grasa.<sup>1428</sup> Esto es así porque la trampa de grasa en el ángulo sudeste de la plataforma se encuentra en la “pendiente más baja de la plataforma”.<sup>1429</sup> En quinto lugar, el Sr. Saltos señaló que cinco barriles de petróleo se salieron de la plataforma el 5 de julio de 2008.<sup>1430</sup> En sexto lugar, explicó que el Anexo A de su declaración testimonial no enuncia “*todos los derrames [...] que no eran reportables*”; es decir que, aquellos derrames descargando menos de 5 barriles o permaneciendo dentro de los límites de la plataforma, no se encuentran en la lista.<sup>1431</sup> Cuando se le preguntó si hubo otros incidentes en Mono CPF durante las operaciones del Consorcio, el Sr. Saltos respondió de manera transparente a satisfacción del Tribunal: “Sí, lastimosamente”.<sup>1432</sup> Por último, el Sr. Saltos no cuestionó el hecho de que el Sr. Solís haya caracterizado la situación en Mono CPF como “crítica” y admitió que el Sr. Solís había solicitado “reparaciones urgentes” en ese sitio en el año 2008.<sup>1433</sup>

---

<sup>1424</sup> *Ibid.*

<sup>1425</sup> Tr. (Día 4) (ESP), 1248:20-1249:17 (Contrainterrogatorio, Saltos).

<sup>1426</sup> Tr. (Día 4) (ESP), 1256:20-1257:3 (Contrainterrogatorio, Saltos).

<sup>1427</sup> Tr. (Día 4) (ESP), 1250:9-1251:1 (Contrainterrogatorio, Saltos).

<sup>1428</sup> Tr. (Día 4) (ESP), 1251:2-10 (Contrainterrogatorio, Saltos).

<sup>1429</sup> Tr. (Día 4) (ESP), 1251:3-15 (Contrainterrogatorio, Saltos).

<sup>1430</sup> Tr. (Día 4) (ESP), 1383:12-1384:11 (Contrainterrogatorio, Saltos). Véase, asimismo: Saltos DT, Anexo A.

<sup>1431</sup> Tr. (Día 4) (ESP), 1382:18-1383:4 (Contrainterrogatorio, Saltos).

<sup>1432</sup> Tr. (Día 4) (ESP), 1256:10-13 (Contrainterrogatorio, Saltos). Véase, asimismo: Tr. (Día 4) (ESP), 1383:1-4 (Contrainterrogatorio, Saltos).

<sup>1433</sup> Tr. (Día 4) (ESP), 1260:4-1261:12 (Contrainterrogatorio, Saltos).

694. En vista de este registro, el Tribunal no puede sino responsabilizar a Burlington por el estado ambiental del Área 3MT. Incluso si el Consorcio remediara el drenaje y el arroyo, tal como alega Burlington, esta remediación sería, desde luego, insuficiente. La responsabilidad de Burlington se extiende, además, a los focos de excedencias en el Área 3MT del otro lado del arroyo, cuesta arriba. En efecto, dado que estas excedencias ocurren cuesta arriba, no pueden vincularse a las excedencias del arroyo y la única explicación parece ser que son producto de descargas deliberadas en el medio ambiente, y no de derrames accidentales.<sup>1434</sup>
695. Por último, Burlington no ha intentado cuestionar la causalidad con respecto al Área 1M. Por ende, se le debe considerar responsable por el estado ambiental de esa locación y debe soportar los costos de remediación.
696. Tras analizar la evaluación de suelo afectado y los costos de remediación, el Tribunal concluye lo siguiente de acuerdo con su enfoque general explicado *supra* (secciones 4.4.3.c y 4.5.2):
- (i) GSI calculó que el Área 3MT comprende dos focos impactados de 700 m<sup>2</sup> en total (véase la imagen correspondiente el párrafo 685 *supra*).<sup>1435</sup> Ante los altos niveles de excedencia, y teniendo en cuenta que GSI volvió a colocar perforaciones sucias de vuelta en la tierra en vez de analizarlas,<sup>1436</sup> el Tribunal extendió el área impactada de 3MT a 1.000 m<sup>2</sup> para cubrir ambos lados del arroyo. Además, considerando que GSI descartó su propia muestra de delineación con una excedencia de cromo al delinear el área impactada cuesta arriba del otro lado del arroyo, el Tribunal agregó un área impactada de 300 m<sup>2</sup> en dicha locación. Por lo tanto, el volumen total de suelo en el área

---

<sup>1434</sup> Aunque GSI sugirió, durante la Visita del Sitio, que la ubicación de las muestras puede ser incorrecta, GSI aceptó estos puntos de excedencia y delineó en torno a ellos. Tr. Visita del Sitio (Día 3) (ENG), 100:20-101:2 (Tribunal, Bianchi en Mono CPF). Véase, asimismo: C-ESPV, ¶¶ 33, 43 y nota 108. El Tribunal coincide con IEMS que estas excedencias ocurrieron muy probablemente durante un incidente separado, sin relación alguna con las demás excedencias en el arroyo del Área 3MT. Véase: Tr. Visita del Sitio (Día 3) (Original), 101:16-102:15 (Tribunal, Chaves en Mono CPF). En cualquier caso, la teoría de GSI de que las muestras de IEMS podrían estar mal ubicadas resulta errónea en vista de la propia muestra de delineación de GSI que reveló una excedencia de cromo (muestra MOCPF-3MT-11-(1,0-2,0)). Véase: GSI IP1, Ap. L, Tabla L.50.5 y Figura L.50.5.

<sup>1435</sup> Más específicamente, GSI calculó para el Área 3MT un área impactada de 700 m<sup>2</sup> de bario en la capa de 0-1 metros, y de 630 m<sup>2</sup> en la capa de 1-2 metros. Véase: GSI IP1, Ap. L, Figura L.50.8 y Adj. L.50.E, Tabla L.50.E.1 y Figuras L.50.E.A.1, L.50.E.B.1; GSI IP2, Tabla 4.

<sup>1436</sup> GSI señaló lo siguiente en sus formularios de campo: "*Hubo que avanzar por la orilla, cuesta arriba (aprox. 1 metro cada uno). La primera ubicación presentaba un olor a químicos moderado a fuerte (Mono CPF)*". Véanse: R-EPA, ¶ 365; Registro de GSI para la muestra MOCPF-3MT-04, 8 de marzo de 2012, pág. 1 (**Anexo E-475**).

del arroyo es 1.000 m<sup>3</sup> y, en el área cuesta arriba, 600 m<sup>3</sup>. Con una contingencia del 30% (véase el párrafo 428), el costo total de remediación para el Área 3MT asciende a **USD 624.000**.

- (ii) El área impactada alrededor de los dos puntos de excedencia en el Área 1M es 400 m<sup>2</sup>, el volumen de suelo es 400 m<sup>3</sup> y, con una contingencia del 30% (véase el párrafo 428), el costo total es **USD 156.000**.

697. En síntesis, el costo total pagadero por Burlington respecto de Mono 1-5/CPF es **USD 780.000**.

**oo. Mono Centro/10-12**

698. Ecuador reclama USD 9.406.337 para remediar 9.763 m<sup>3</sup> en un área de 3.769 m<sup>2</sup>.<sup>1437</sup> Burlington se opone a esta pretensión basándose en que no hay excedencias al aplicar los criterios regulatorios correctos y en que la mayoría de las muestras se ubican en una piscina.<sup>1438</sup>

699. La siguiente figura ilustra las locaciones de muestreo de IEMS;<sup>1439</sup> GSI no tomó muestras en Mono Centro:<sup>1440</sup>

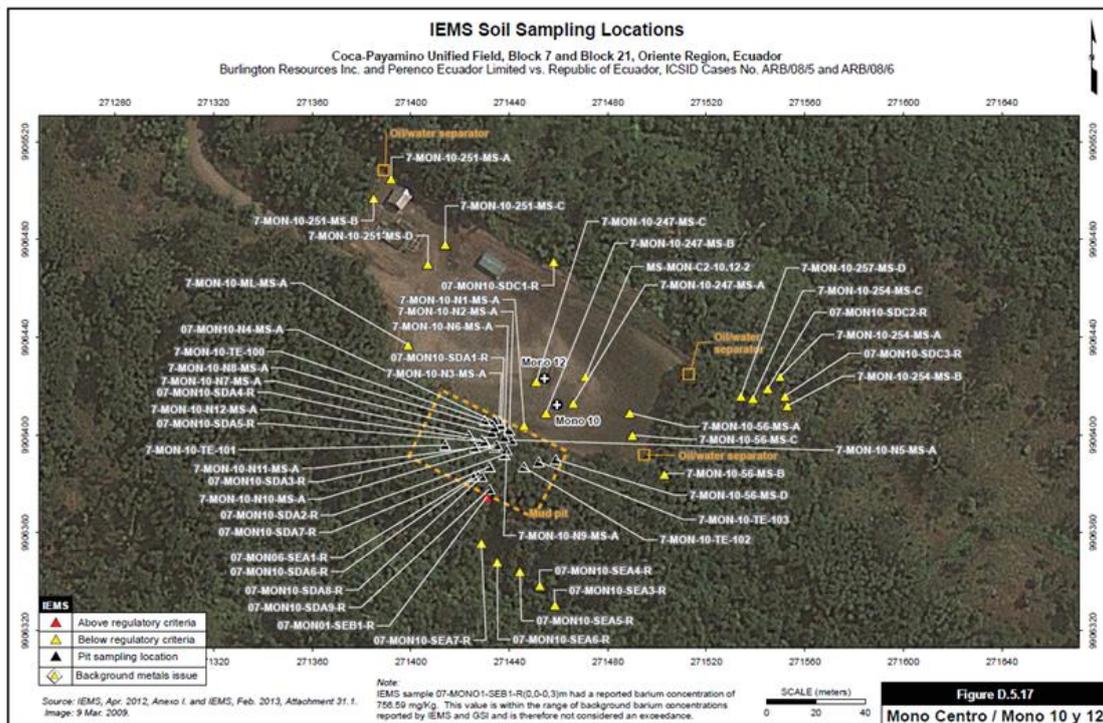
---

<sup>1437</sup> Adjunto Revisado 35 del IEMS IP4 (Excel), fila 33 (**Anexo E-500**). Compárese con: IEMS IP3, Anexo C, Mono 10/12, pág. 25; IEMS IP4, Adj. 38, Mono 10/12, págs. 22-23; 2º SMCC, ¶¶ 258-259; Réplica, ¶ 195(ii). Véase, asimismo: Sitio remodelado para Mono 10/12, agosto de 2013, Figura 09-B, (**Anexo E-499**).

<sup>1438</sup> GSI IP2, Tablas 1 y 3. GSI explica que, dado que el nivel de bario de 756,59 mg/kg de la muestra 07-MON01-SEB1-R(0,0-0,3)m se encuentra comprendido “*en el rango de concentraciones de bario de fondo declaradas por IEMS y GSI*”, no consideró que esta muestra reflejara excedencia alguna. Véanse: GSI IP1, Figura L.49.3; GSI IP2, Figuras D.1.20 y D.5.17.

<sup>1439</sup> GSI IP2, Ap. D, Figura D.5.17.

<sup>1440</sup> GSI IP1, Ap. L.49; GSI IP2, Ap. D, Tabla D.4.



700. En función de su metodología del uso de la tierra (sección 4.3.2.c) y la aplicación de criterios de uso de la tierra de ecosistema sensible en locaciones de muestreo fuera de la plataforma al este y al sur de la plataforma<sup>1441</sup> (dejando de lado el suelo de la piscina por el momento), el Tribunal identificó una pequeña excedencia de bario fuera de la franja sur de la piscina de lodo.<sup>1442</sup>
701. Los pozos de Mono 10 y 12 fueron perforados por Oryx en el año 1997, y los lodos de perforación y ripios se colocaron en una piscina de lodo al sur de la plataforma.<sup>1443</sup> Si bien el Tribunal analizará el suelo de las piscinas *infra*, advierte que esta sola excedencia de bario es insuficiente para justificar la alegación de Ecuador de que la piscina presenta filtraciones. En efecto, el bario pudo haberse derramado durante el proceso de taponamiento.<sup>1444</sup>

<sup>1441</sup> GSI admite que el bosque secundario limita con el borde sur de la plataforma, pero señaló en el año 2012 que un “*área recientemente despejada*” al este se usa con fines agrícolas. Imágenes satelitales del año 2010 y fotografías aéreas muestran que el área situada al este estaba cubierta por bosques tupidos. GSI IP1, Ap. L.49.1, pág. 5, Figura L.49.3 y Adj. L.49.B.

<sup>1442</sup> Muestra 07-MON01-SEB1-R(0,0-0,3)m. Véase: GSI IP2, Ap. D, Tabla D.3, págs. 71-74 y Figura D.5.17.

<sup>1443</sup> GSI IP1, Ap. B.5; Alegato de Apertura de Ecuador, Anexo Demostrativo 2, Cronograma de piscinas de lodo en los Bloques 7 y 21 hasta el año 2009, líneas 55-56 (**Anexo E-563**).

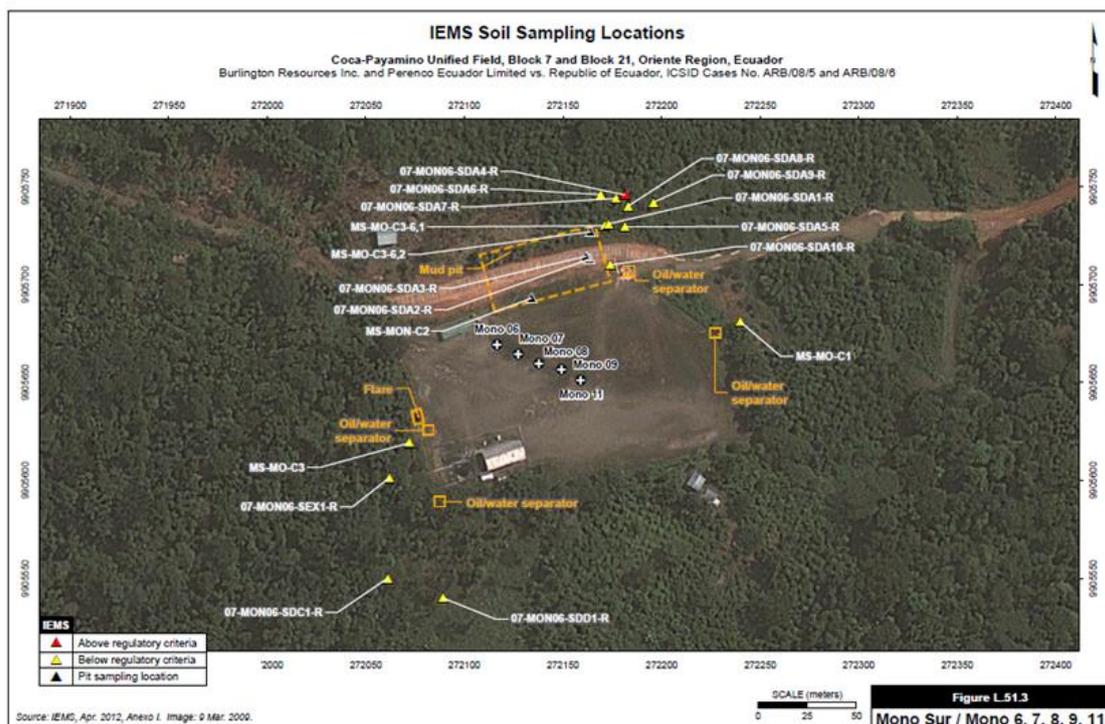
<sup>1444</sup> Réplica, ¶ 195(ii). También: GSI IP2, pág. 13.

702. Por otra parte, no hay registros de derrames durante las operaciones del Consorcio, salvo un derrame en el año 2009 que IEMS situó al noroeste de la plataforma cerca de la trampa de petróleo y que, por ende, no guarda relación alguna con la excedencia de bario al lado de la piscina. Es por eso que el Tribunal resuelve que Burlington no es responsable por este sitio con respecto al suelo fuera de las piscinas.

**pp. Mono Sur/6-9, 11**

703. Ecuador reclama una suma de USD 11.458.398 para remediar 13.088,40 m<sup>3</sup> dentro de un área de 9.787 m<sup>2</sup>.<sup>1445</sup> Burlington reconoce que un volumen de 610 m<sup>3</sup> de suelo podría requerir remediación por un costo total de USD 175.000.<sup>1446</sup> Sin embargo, niega toda responsabilidad por dicha situación ambiental y hace referencia a las actividades de perforación realizadas en el año 1996.<sup>1447</sup>

704. La siguiente figura ilustra las locaciones de muestreo de IEMS<sup>1448</sup> y GSI<sup>1449</sup> en Mono Sur:



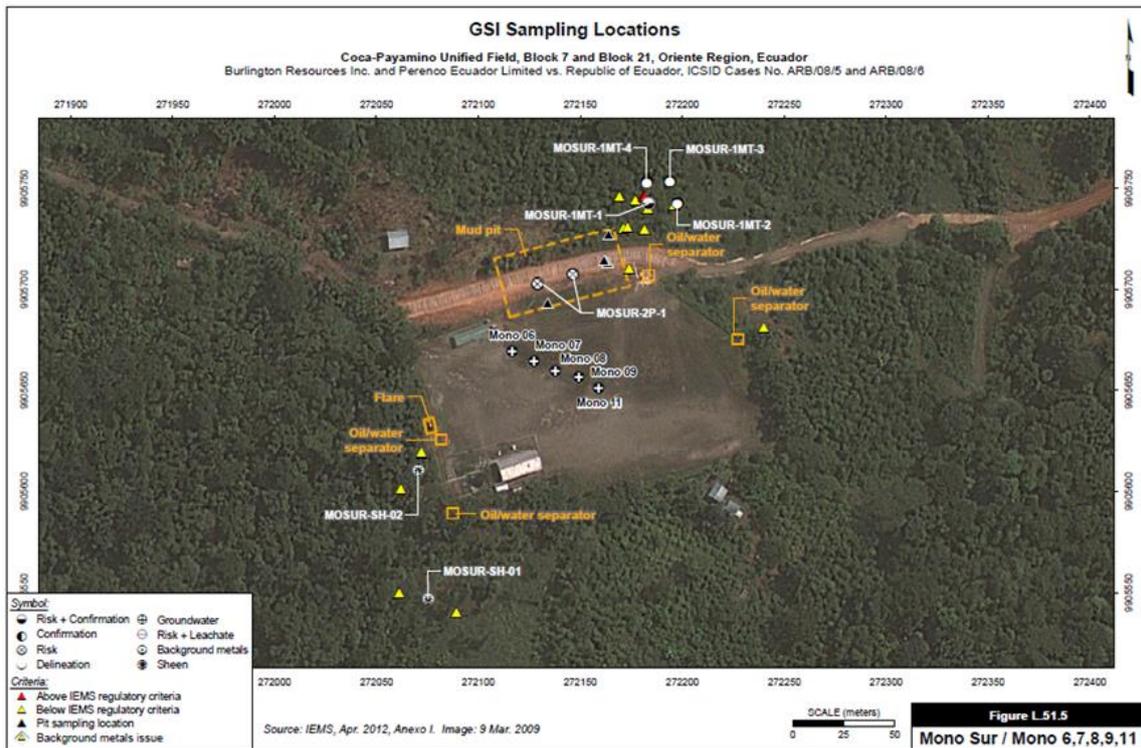
1445 Adjunto Revisado 35 del IEMS IP4 (Excel), fila 34 (**Anexo E-500**). Compárese con: IEMS IP3, Anexo C, Mono 18 Corregido, pág. 18; 2º SMCC, ¶¶ 256-257; R-EPA, ¶ 383(d) nota 453.

1446 GSI IP2, Tablas 1, 3 y 4.

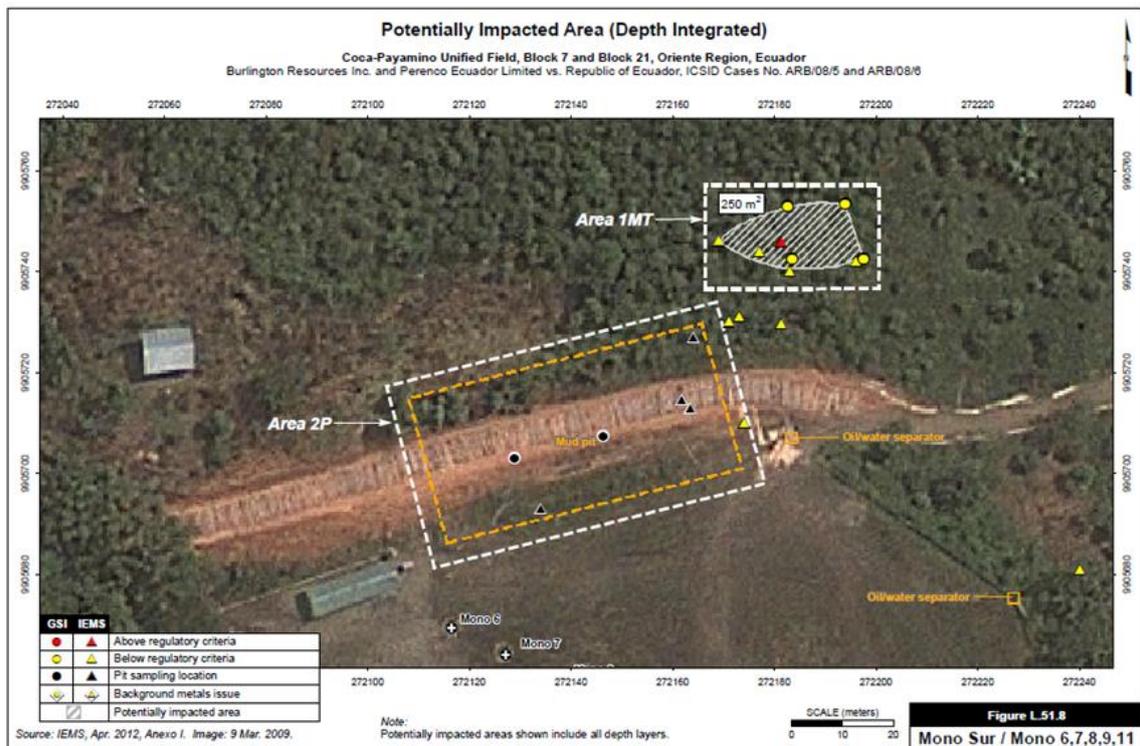
1447 Id., Tabla 4.

1448 GSI IP1, Ap. L, Figura L.51.3.

1449 GSI IP1, Ap. L, Figura L.51.5.



705. El área potencialmente afectada estimada por GSI se representa a *infra*.<sup>1450</sup>



<sup>1450</sup> GSI IP1, Ap. L, Figura L.51.8.

706. Al aplicar su enfoque general al uso del suelo (sección 4.3.2.c), y por ende, los criterios de ecosistemas sensibles en esta instancia,<sup>1451</sup> el Tribunal identificó un punto de excedencia en el área designada por GSI como Área 1MT, ubicado al norte de la plataforma y más allá del ángulo noreste de una piscina de lodo, con niveles de TPH, bario, cadmio y plomo que exceden los límites permisibles.<sup>1452</sup> Además, una muestra recogida por GSI presenta un nivel de cromo de 65 mg/kg y, por lo tanto, cumple con los límites permisibles.<sup>1453</sup>
707. Los pozos Mono 6, 7, 8, 9 y 11 fueron perforados por Oryx entre los años 1996 y 1997.<sup>1454</sup> Oryx también construyó y cerró la piscina de lodo ubicada en la franja norte de la plataforma.<sup>1455</sup> El registro histórico de derrames refleja numerosos derrames previos a la era del Consorcio<sup>1456</sup> y dos derrames menores no informados durante la operación del Consorcio; a saber, un derrame de crudo de 1 barril en el año 2006 en la línea de flujo de alta presión Mono 6 y un derrame de crudo de 2,5 barriles el 12 de julio de 2007 en el tanque Mono 6.<sup>1457</sup> Además, el Sr. Solís mencionó una ruptura en la línea de flujo de Mono Sur, a pesar de no poder recordar la fecha exacta de dicho incidente.<sup>1458</sup>
708. A la luz de los altos niveles de bario encontrados en la locación de muestra de IEMS, las excedencias *supra* parecieran no estar relacionadas con los derrames de

---

<sup>1451</sup> GSI indica que el bosque secundario se encuentra ubicado al oeste de la plataforma, pero observa que el suelo agrícola se encuentra hacia el norte. IEMS sostiene que la plataforma se encuentra “rodeada principalmente de zona selvática y esteros”. Las imágenes satelitales no confirman la presencia de usos agrícolas al norte de la plataforma, especialmente en el Área 1MT. En consecuencia, el Tribunal aplicó los criterios de ecosistemas sensibles al Área 1MT y a las locaciones de muestreo hacia el oeste y el suroeste de la plataforma. Véase: IEMS IP3, Anexo C, Mono 6, pág. 4; GSI IP1, Ap. L.51.1, pág. 7 y Figura L.51.3.

<sup>1452</sup> Muestras 07-MON06-SDA4-R (0,5-0,7), 07-MON06-SDA4-R (1,5-1,7) y 07-MON06-SDA4-R (2,5-2,7). Véase: IEMS IP3, Anexo C, Mono Sur Corregido, págs. 11-16; GSI IP1, Ap. L, Tabla L.51.1; GSI IP2, Ap. D, Tabla D.3, págs. 76-77.

<sup>1453</sup> Muestra MOSUR-1MT-2-(0.0-1.0). Véase: GSI IP1, Ap. L, Tabla L.51.5.

<sup>1454</sup> GSI IP1, Ap. B.5; Alegato de Apertura de Ecuador, Anexo Demostrativo 2 – Cronograma de piscinas de lodo en los Bloques 7 y 21 hasta el año 2009, línea 58 (**Anexo E-563**).

<sup>1455</sup> GSI IP2, Ap. B.5. GSI se basa en fotografías aéreas y no afirma que el pozo fue construido por el Consorcio.

<sup>1456</sup> Un derrame de 20bl de crudo del día 1 de diciembre de 1996 en la unidad Power Oil de Mono 6, el cual fue recuperado por completo; un derrame de 1bl de crudo del día 15 de diciembre de 1996 en la línea de inyección de Mono 8, del cual no se recuperó crudo; un derrame de 5-6bl de crudo entre los años 1997/1998, más allá del separador de aceite hacia el suroeste; y un derrame de 1.5bl de crudo del 1 de octubre de 1999 en el colector de Mono 7, el cual fue recuperado por completo. Véase: GSI IP1, Ap. B.3, líneas 34, 35 y 47.

<sup>1457</sup> GSI IP1, Ap. B.3, líneas 84 y 90.

<sup>1458</sup> Solís DT1, ¶ 25.

petróleo crudo. Asimismo, si se tiene en cuenta que el Consorcio realizó el reacondicionamiento de pozos en dicho sitio<sup>1459</sup> y que los niveles de excedencia son más altos en la capa superior de suelo, lo cual implica que la contaminación es relativamente reciente, el Tribunal arriba a la conclusión de que la presunción de causalidad no fue refutada y se confirma la responsabilidad de Burlington.

709. Al aplicar una interpolación lineal, GSI calculó un área impactada de profundidad integrada de 250 m<sup>2</sup> y un volumen de suelo de 610 m<sup>3</sup> (véase imagen correspondiente al párrafo 705 *supra*).<sup>1460</sup> Más específicamente, GSI calculó en el caso del barío un área de 220 m<sup>2</sup> dentro de la capa de 0 a 1 metro, 240 m<sup>2</sup> dentro de la capa de 1 a 2 metros, y 130 m<sup>2</sup> dentro de la capa de 2 a 3 metros.<sup>1461</sup> Además, GSI calculó en el caso del TPH un área de 10 m<sup>2</sup> en las capas de 0 a 1 y 1 a 2 metros, dentro del área de excedencia de barío.<sup>1462</sup>
710. Debido a que el área de profundidad integrada calculada por GSI alcanza puntos de muestreo limpios, el Tribunal en principio acepta la magnitud del área impactada. Por lo tanto, colapsa las tres capas para calcular el volumen del suelo, debido a que no existe una gran diferencia entre las respectivas áreas de las tres capas.
711. Por consiguiente, el área impactada total es de 250 m<sup>2</sup> y el volumen del suelo total es de 750 m<sup>3</sup>. Al considerar un factor de contingencia del 30% (véase el párrafo 428), el costo total pagadero por Burlington es de **USD 292.500** respecto de Mono Sur/6-9, 11.

#### **qq. Oso 1/CPF**

712. Ecuador reclama una suma de USD 22.624.698 para remediar 22.694,10 m<sup>3</sup> de suelo que cubren un área de 7.455 m<sup>2</sup>.<sup>1463</sup> Burlington se opone a tal pretensión por

---

<sup>1459</sup> El expediente confirma que el Consorcio realizó dos reacondicionamientos en el pozo Mono 9, y que el primero incluyó actividades de perforación. En el año 2003, el reacondicionamiento # 5 fue infructífero en su intento de modificar la zona desde Upper Hollin hasta el reservorio Napo "U"; y en el año 2007, el reacondicionamiento # 6 implicó otra evaluación del reservorio Napo "U". Véase: Reacondicionamientos de los Pozos en los Bloques 7 y 21 de años 1992 a 2012, Mono 9, Reacondicionamiento # 6, noviembre de 2007, págs. 2, 4.

<sup>1460</sup> GSI IP1, Ap. L, Figura L.51.8 y Adj. L.51.E, Tabla L.51.E.1 y Figuras L.51.E.A.1 a L.51.E.A.5, L.51.E.B.1 a L.51.E.B.5; GSI IP2, Tabla 4.

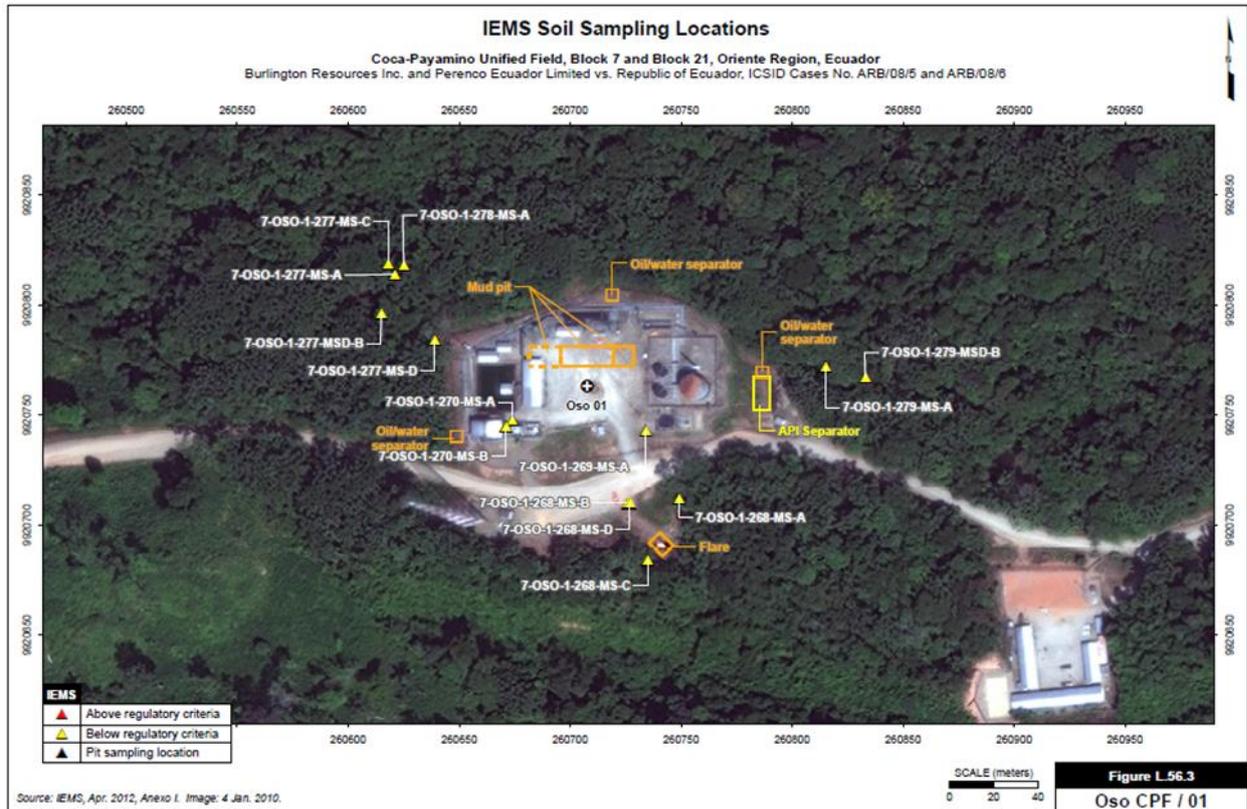
<sup>1461</sup> GSI IP1, Adj. L.51.E, Tabla L.51.E.1 y Figuras L.51.E.A.1 a L.51.E.A.3, L.51.E.B.1 a L.51.E.B.3.

<sup>1462</sup> GSI IP1, Adj. L.51.E, Tabla L.51.E.1 y Figuras L.51.E.A.4 a L.51.E.A.5, L.51.E.B.4 a L.51.E.B.5.

<sup>1463</sup> Adjunto Revisado 35 del IEMS IP4 (Excel), fila 35 (**Anexo E-500**). Compárese con: IEMS IP3, Anexo C, Oso CPF, pág. 16; 2º SMCC, ¶ 272; R-EPA, ¶ 721.

el motivo de que no existen muestras con parámetros indicadores que excedan los criterios regulatorios.<sup>1464</sup>

713. La siguiente figura ilustra las locaciones de muestreo de IEMS;<sup>1465</sup> se observa que no existen muestras de GSI para Oso 1/CPF:<sup>1466</sup>



714. Al aplicar su enfoque general al uso del suelo (sección 4.3.2.c) y al descartar el suelo de las piscinas a los efectos del presente caso, no existen excedencias en la plataforma Oso 1 o en las demás instalaciones de CPF medidas respecto de los criterios de uso del suelo. Además, en referencia a los criterios de uso de un ecosistema sensible en el caso de las áreas fuera de la plataforma hacia el noroeste, el norte, el noreste y el este de CPF,<sup>1467</sup> el Tribunal identificó numerosas excedencias de cadmio en dos locaciones de muestreo discreto hacia el

<sup>1464</sup> GSI IP2, Tablas 1-3.

<sup>1465</sup> GSI IP1, Ap. L, Figura L.56.3.

<sup>1466</sup> GSI IP1, Ap. L.56; GSI IP2, Ap. D, Tabla D.4.

<sup>1467</sup> GSI sostiene que la plataforma se halla rodeada por bosques secundarios. GSI IP1, Ap. L.56.1, pág. 5.

noroeste<sup>1468</sup> y en dos locaciones hacia el este.<sup>1469</sup> Por último, al aplicar los criterios de uso agrícola del suelo alrededor del quemador, el Tribunal identificó dos locaciones con excedencias de cadmio.<sup>1470</sup>

715. La fecha exacta en la que se perforó Oso 1 no es clara. GSI declaró que fue perforada por BP en el año 1970, pero pareciera más probable que la perforación de BP hubiera ocurrido en el 1988, tal como señala IEMS.<sup>1471</sup> Sea como fuere, ello resulta en gran medida irrelevante a los fines actuales, debido a que el Sr. Saltos testificó durante la Audiencia que este era un pozo inactivo que el Consorcio tornó nuevamente operativo, en particular mediante la realización de reacondicionamientos.<sup>1472</sup> Además, existen pruebas de un derrame de 14 barriles de crudo el 24 de abril de 2003 en el tanque de almacenamiento de Oso 1, un derrame de 7 barriles de crudo el 25 de enero de 2004 en la piscina del tanque de Oso CPF, y un derrame de 4 barriles de crudo el 22 de julio de 2004 en el tanque de Oso CPF.<sup>1473</sup> El expediente también refleja que fallas en los equipos generaron un derrame de 35 barriles el día 6 de agosto de 2004 en el oleoducto de transferencia del campo Oso, si bien la locación exacta no resulta clara.<sup>1474</sup> Por último, el Tribunal observa que el Sr. Solís mencionó un derrame de diésel posterior a las operaciones del Consorcio el 1 de septiembre de 2009, “producido por una válvula aparentemente mal cerrada del tanquero” a lo largo de la carretera, aproximadamente a 300 metros de CPF.<sup>1475</sup>
716. El Tribunal también observó que el Sr. Solís declaró que él informó a su superior en los años 2007 y 2008 que los niveles de producción de Oso CPF habían llegado a

---

<sup>1468</sup> Muestras 7-OSO-1-277-MS-A-0,5, 7-OSO-1-277-MS-A-1,5, 7-OSO-1-277-MS-D-0,5, y 7-OSO-1-277-MS-D-1,5. Véanse: GSI IP1, Ap. L, Tabla L.56.1 y Figura L.56.3; GSI IP2, Ap. D, Tabla D.3, págs. 83-84.

<sup>1469</sup> Muestras 7-OSO-1-279-MS-A-0,5, 7-OSO-1-279-MS-A-1,5, y 7-OSO-1-279-MS-D-0,5. Asimismo, existe una excedencia de cadmio en la locación de muestreo 7-OSO-1-279-MS-D-0,5, que tiene exactamente las mismas coordenadas que las dos muestras 279-MS-A *supra*. Véase: GSI IP1, Ap. L, Tabla L.56.1 y Figura L.56.3.

<sup>1470</sup> Muestras 7-OSO-1-268-MS-B-0,5, 7-OSO-1-268-MS-B-1,5, 7-OSO-1-268-MS-D-1,5 y 7-OSO-1-268-MS-C-0,5, 7-OSO-1-268-MS-C-1,5.

<sup>1471</sup> GSI IP1, Ap. L.56, pág. 2; IEMS IP3, Anexo C, Oso CPF, pág. 5. Véase, asimismo: GSI IP1, Ap. B.5; Alegato de Apertura de Ecuador, Anexo Demostrativo 2 – Cronograma de piscinas de lodo en los Bloques 7 y 21 hasta el año 2009, línea 59 (**Anexo E-563**).

<sup>1472</sup> Tr. (Día 4) (ESP), 1298:7-8 (Contrainterrogatorio, Saltos). Véase, asimismo: R-EPA, ¶ 721.

<sup>1473</sup> GSI IP1, Ap. B.3, líneas 58, 67 y 70.

<sup>1474</sup> *Id.*, líneas 71-72.

<sup>1475</sup> Solís DT2, ¶ 76, punto 19 y Anexo 58 (Correo electrónico del Supervisor de Producción de B7 (Manuel Solís) de fecha 5 de septiembre de 2008).

un “punto crítico” y que ninguna de sus sugerencias para limitar el riesgo fueron aceptadas, lo que resultó en una “serie de incidentes en la estación CPF OSO a principios de septiembre de 2008 (incluido un derrame de uno de los tanques-- que el operador no cerró correctamente)”.<sup>1476</sup>

717. Debido a que el Campo Oso fue principalmente desarrollado y operado por el Consorcio y que el derrame del 1 de septiembre de 2009 pareciera no estar relacionado con las excedencias de cadmio identificadas más arriba, el Tribunal sostiene que Burlington es responsable por la remediación de la situación ambiental en los alrededores de CPF.
718. En consonancia con la metodología del Tribunal, el área total afectada que rodea los puntos de excedencia hacia el noroeste y el este de CPF es de 800 m<sup>2</sup> y el volumen total del suelo es de 1.400 m<sup>3</sup>.<sup>1477</sup> Al sumar un factor de contingencia del 30% (véase el párrafo 428), los costos de remediación para dichas locaciones alcanzan un total de **USD 546.000**. El área impactada alrededor del quemador es de 400 m<sup>2</sup> y el volumen total del suelo es de 800 m<sup>3</sup>. Al adicionar un factor de contingencia del 20% (véase el párrafo 428), el costo de remediación alcanza un total de **USD 288.000**.
719. En síntesis, el costo de remediación concedido alcanza una suma total de **USD 834.000** en el caso de Oso 1/CPF.

**rr. Oso 9, 12, 15-20**

720. Ecuador reclama una suma de USD 22.257.459 para remediar 25.599,60 m<sup>3</sup> de suelo que abarcan un área de 7.566 m<sup>2</sup>.<sup>1478</sup> Burlington rechaza esta pretensión al señalar que IEMS recogió prácticamente todas sus muestras de piscinas de lodo y que, de lo contrario, todos los resultados del muestreo cumplirían con los criterios regulatorios.<sup>1479</sup>

---

<sup>1476</sup> Solís DT2, ¶¶ 20-23.

<sup>1477</sup> El área impactada hacia el noroeste de la plataforma es de 400 m<sup>2</sup> y, con una profundidad de 2 metros, el volumen del suelo es de 800 m<sup>3</sup>. El área impactada hacia el este de la plataforma es de 400 m<sup>2</sup> y, con una profundidad de 2 metros en una de las locaciones de muestreo y de 1 metro en la siguiente, el volumen del suelo es de 600 m<sup>3</sup>.

<sup>1478</sup> Adjunto Revisado 35 del IEMS IP4 (Excel), fila 38 (**Anexo E-500**). Compárese con: IEMS IP3, Anexo C, Oso 9 Corregido, págs. 29-30; 2º SMCC, ¶¶ 276-277.

<sup>1479</sup> GSI IP2, Tablas 1-3.

721. El Tribunal observa que IEMS recogió 127 muestras en Oso 9<sup>1480</sup> y que Ecuador no niega que sólo una de ellas fue recogida fuera de la zona de la piscina. Se abordará el tema del suelo de la piscina en dicha locación de forma separada (véanse los párrafos 797-798, 800, 826-830 *infra*). Respecto del suelo externo a la piscina, y al aplicar los criterios de uso de suelo agrícola a las locaciones fuera de la plataforma, el Tribunal observa que no existen excedencias en este sitio.<sup>1481</sup> En consecuencia, se desestima la pretensión de Ecuador en la medida en que se relaciona a los suelos externos a las piscinas.

#### 4.6.3. Bloque 21

##### a. Yuralpa Pad A

722. Ecuador reclama una suma de USD 1.683.111 para remediar 1.610,70 m<sup>3</sup> dentro de un área de 1.239 m<sup>2</sup>.<sup>1482</sup> Yuralpa Pad A es uno de los dos sitios donde, según Burlington, GSI no puede desvincular definitivamente al Consorcio de la generación de excedencias en el área designada como Área 2M.<sup>1483</sup> Para Burlington, las excedencias se deben ya sea a las actividades de perforación efectuadas en el año 1997 o a las operaciones del Consorcio llevadas a cabo entre los años 2003 y 2006.<sup>1484</sup> Burlington también observa que Petroamazonas ha realizado perforaciones en Yuralpa Pad A.<sup>1485</sup> En relación con la cuantificación, Burlington estima que el área impactada es de 100 m<sup>2</sup>, el volumen de suelo es de 100 m<sup>3</sup>, y el costo de remediación es de USD 110.000.<sup>1486</sup>

---

<sup>1480</sup> GSI IP2, Tabla 2.

<sup>1481</sup> IEMS IP3, Anexo C, Oso 9 Corregido, págs. 14-27; GSI IP1, Ap. L, Tablas L.54.1, L.54.3 a L.54.5, y Figuras L.54.3 a L.54.6; GSI IP2, Ap. D, Tabla D.3, págs. 78-82.

<sup>1482</sup> Adjunto Revisado 35 del IEMS IP4 (Excel), fila 61 (**Anexo E-500**). Compárese con: IEMS IP3, Anexo C, Yuralpa Pad A, pág. 13; IEMS IP4, Adj. 38, Yuralpa Pad A, pág. 11; 2º SMCC, ¶¶ 178-179, 282; Réplica, ¶¶ 201, 205.

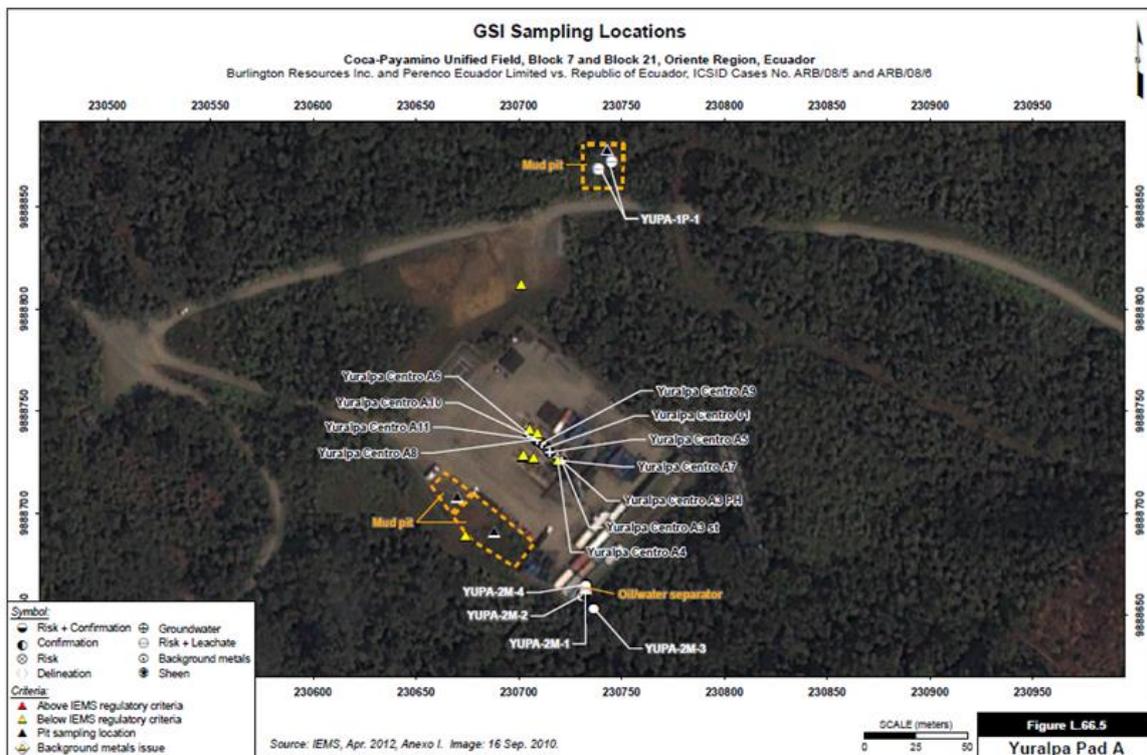
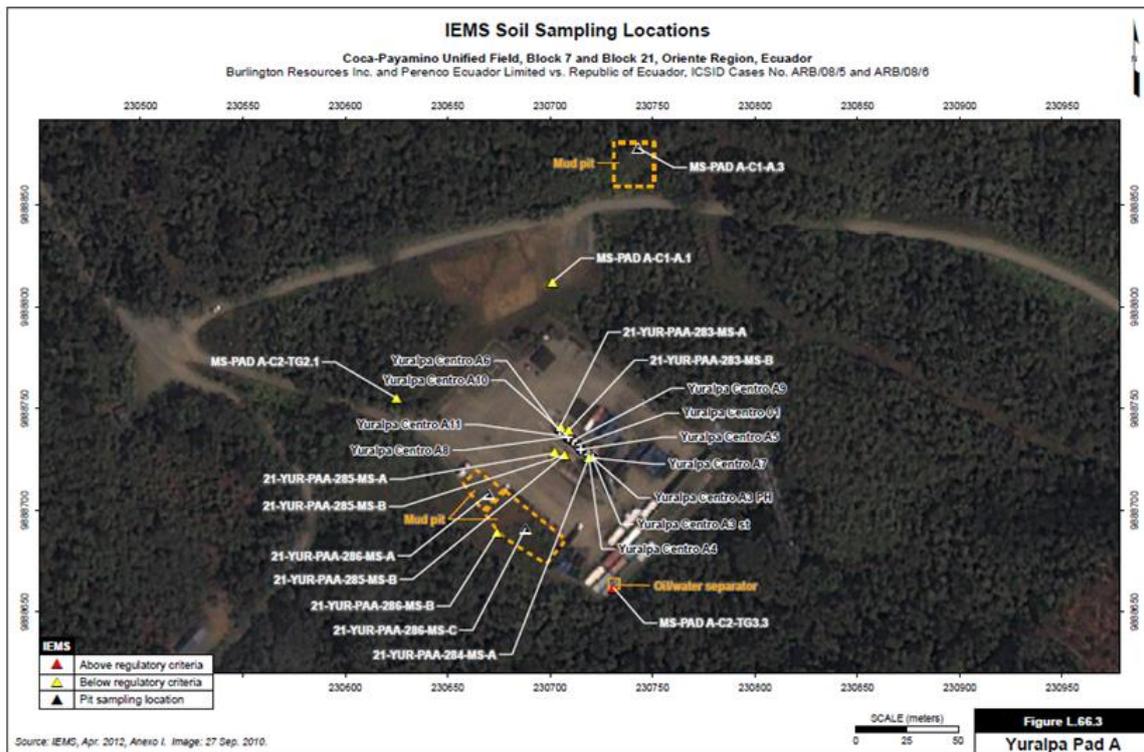
<sup>1483</sup> GSI IP2, Tablas 1-4.

<sup>1484</sup> *Id.* Tabla 4.

<sup>1485</sup> Dúplica, ¶ 80, punto 4; Saltos DT2, ¶ 126.

<sup>1486</sup> GSI IP2, Tabla 4. Véase, asimismo: GSI IP1, ¶ 135 y Ap. L, Figura L.66.8.

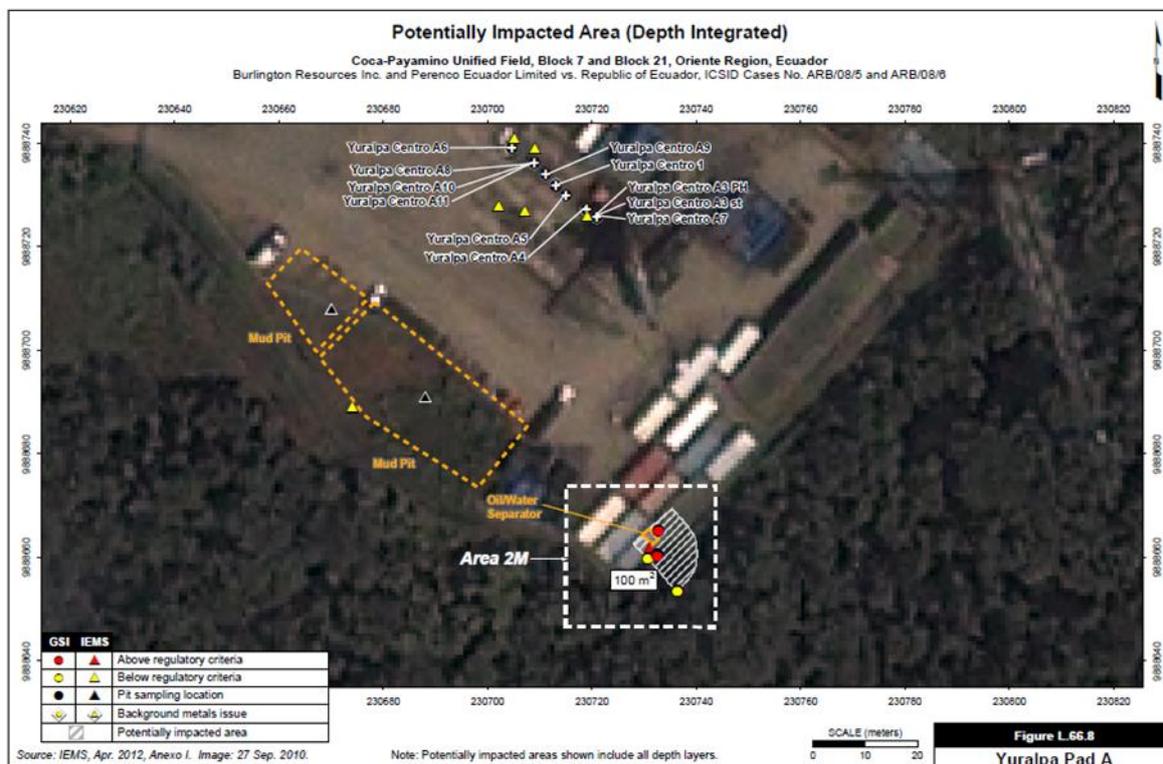
723. Las siguientes figuras ilustran los lugares de muestreo de suelo de IEMS<sup>1487</sup> y GSI<sup>1488</sup> en Yuralpa Pad A:



1487 GSI IP1, Ap. L, Figura L.66.3.

1488 GSI IP1, Ap. L, Figura L.66.5.

724. La siguiente figura ilustra el área potencialmente impactada según los cálculos de GSI en el caso del Área 2M:



725. En consonancia con su enfoque del uso de suelo (sección 4.3.2.c), y mediante la aplicación acorde de los criterios de uso de suelo de ecosistema sensible a las locaciones fuera de la plataforma,<sup>1489</sup> el Tribunal identificó cuatro puntos de excedencia externos al separador de aceite/agua en el Área 2M en el ángulo sur de la plataforma.<sup>1490</sup> Los cuatro puntos reflejan niveles de bario que exceden los límites permisibles, con un valor máximo que alcanza los 6.877 mg/kg,<sup>1491</sup> y tres de ellos también muestran niveles de níquel levemente superiores a los límites permisibles.<sup>1492</sup>

<sup>1489</sup> GSI observa que la plataforma se halla rodeada por bosques secundarios, a excepción de algunos suelos de uso agrícola al suroeste de la entrada de la plataforma, donde no se realizó ningún muestreo y que, por ende, resulta irrelevante a los fines actuales. GSI IP1, Ap. L.66.1, pág. 7.

<sup>1490</sup> Muestra de IEMS MS-PAD-A-C2-TG3-3-0,30; y muestras de GSI YUPA-2M-1-(0.0-0.3) R, YUPA-2M-1-(0.0-0.3) C, YUPA-2M-1-(0.0-0.3) C Dup, YUPA-2M-3-(0.0-1.0) Dup, YUPA-2M-4-(0.0-1.0). Véase: IEMS IP4, Adj. 38, Yuralpa Pad A, págs. 7-9; GSI IP1, Ap. L, Tablas L.66.1, L.66.3 a L.66.5, Figuras L.66.3 a L.66.6; GSI IP2, Ap. D, Tabla D.3, págs. 86-87.

<sup>1491</sup> Muestra de IEMS MS-PAD-A-C2-TG3-3-0,30.

<sup>1492</sup> Muestras de GSI YUPA-2M-1-(0.0-0.3) C Dup, YUPA-2M-3-(0.0-1.0) Dup, y YUPA-2M-4-(0.0-1.0). Véase: GSI IP1, Ap. L, Tablas L.66.3-L.66.5.

726. Yuralpa Pad A fue inicialmente desarrollado por Oryx en el año 1997 y ampliado aun más por el Consorcio al reactivar el pozo Centro 1 y al perforar los pozos A2 a A11.<sup>1493</sup> Burlington no se refirió a las actividades posteriores a la operación del Consorcio y no pudo eximir al Consorcio de responsabilidad, pero sugirió que las excedencias podrían estar relacionadas con las actividades de perforación de Oryx.<sup>1494</sup> En vista del hecho de que el Consorcio desarrolló esta plataforma y de que las excedencias se encuentran probablemente vinculadas a un desbordamiento del separador de aceite/agua, el Tribunal entiende que Burlington no refutó la presunción de causalidad y que es responsable por la situación ambiental del Área 2M.
727. A los fines de cuantificar el impacto y los costos, GSI calculó un área de 100 m<sup>2</sup> (véase la figura correspondiente al párrafo 724 *supra*) y estimó un volumen de 100 m<sup>3</sup> requiriendo remediación.<sup>1495</sup> El Tribunal considera que el área afectada debe incrementarse a 200 m<sup>2</sup>. Amplía el área pendiente abajo debido a que la muestra de delineación de GSI YUPA-2M-3 que se encuentra en la pendiente descendiente refleja un nivel de bario que excede los límites permisibles. Por consiguiente, el volumen total del suelo es de 200 m<sup>3</sup>. Al adicionar un factor de contingencia del 30% (véase el párrafo 428), el costo total de remediación a cargo de Burlington es de **USD 78.000** respecto de Yuralpa Pad A.

**b. Yuralpa Pad D**

728. Ecuador reclama una suma de USD 7.935.332 para remediar 7.900 m<sup>3</sup> dentro de un área de 3.840 m<sup>2</sup>.<sup>1496</sup> Burlington se opone a dicha pretensión.<sup>1497</sup>
729. No existen excedencias fuera de la plataforma en este sitio al aplicar los criterios de uso del suelo de un ecosistema sensible.<sup>1498</sup> No obstante, el Tribunal identificó tres excedencias de níquel en la plataforma.<sup>1499</sup>

---

<sup>1493</sup> GSI IP1, Ap. B.5; Alegato de Apertura de Ecuador, Anexo Demostrativo 2 – Cronograma de piscinas de lodo en los Bloques 7 y 21 hasta el año 2009, líneas 74-76 (**Anexo E-563**).

<sup>1494</sup> GSI IP2, Tabla 4.

<sup>1495</sup> GSI IP1, Ap. L, Figura L.68.8 y Adj. L.66.E, Tabla L.66.1, Figuras L.66.E.A.1 y L.66.E.B.1.

<sup>1496</sup> Adjunto Revisado 35 del IEMS IP4 (Excel), fila 63 (**Anexo E-500**). Compárese con: IEMS IP3, Anexo C, Yuralpa Pad D, pág. 10; 2º SMCC, ¶ 284.

<sup>1497</sup> GSI IP2, Tablas 1-3.

<sup>1498</sup> IEMS IP3, Yuralpa Pad D, págs. 7-8; GSI IP1, Ap. L, Tabla L.68.1 y Figura L.68.3; GSI IP2, Ap. D, Tabla D.3, pág. 88.

730. Yuralpa Pad D fue perforado por el Consorcio en el año 2006.<sup>1500</sup> El expediente revela que el Consorcio realizó reacondicionamientos en los pozos D1 a D3.<sup>1501</sup> Asimismo, el Sr. Saltos declaró que Petroamazonas había ampliado sus operaciones al perforar nuevos pozos en Pad D,<sup>1502</sup> lo cual no fue objetado por Ecuador. Sobre dicha base, el Tribunal considera que ello implica la responsabilidad de Burlington, pero que no pueden desestimarse las consecuencias de la ampliación por parte de Petroamazonas. Por consiguiente, sostiene que Burlington es responsable por el 50% de los costos de remediación.
731. El área afectada es de 240 m<sup>2</sup> y el volumen del suelo total es de 480 m<sup>3</sup>.<sup>1503</sup> Al adicionar un factor de contingencia del 20% (véase el párrafo 428), el costo total de remediación asciende a USD 172.800, de los cuales Burlington deberá pagar **USD 86.400** respecto de Yuralpa Pad D.

**c. Yuralpa Pad E**

732. Ecuador reclama una suma de USD 2.599.752 para remediar 2.535 m<sup>3</sup> dentro de un área de 1.300 m<sup>2</sup>.<sup>1504</sup> Burlington objeta dicha pretensión.<sup>1505</sup>
733. Dejando de lado el suelo de las piscinas por el momento, y al aplicar los criterios de uso del suelo de ecosistemas sensibles a las locaciones fuera de la plataforma,<sup>1506</sup>

---

<sup>1499</sup> Muestras 21-YUR-PAD-291-MS-A-1,5, 21-YUR-PAD-291-MS-B-1,5 y 21-YUR-PAD-N1-MS-D-1,5. La ubicación exacta de la muestra 21-YUR-PAD-N1-MS-D-1,5 no se indica en la Figura L. 68.3 de GSI, pero las coordenadas indican la misma ubicación que la correspondiente a la muestra 21-YUR-PAD-N1-MS-C que se encuentra entre las dos piscinas de lodo, del lado occidental de la plataforma.

<sup>1500</sup> GSI IP1, Ap. B.5; Alegato de Apertura de Ecuador, Anexo Demostrativo 2 – Cronograma de piscinas de lodo en los Bloques 7 y 21 hasta el año 2009, línea 79 (**Anexo E-563**).

<sup>1501</sup> El expediente confirma, por ejemplo, que los dos reacondicionamientos llevados a cabo en el pozo Yuralpa D1 claramente implicaron el uso de químicos. Véase: Reacondicionamientos de los Pozos en los Bloques 7 y 21 de años 1992 a 2012, Yuralpa D1, Reacondicionamiento #1 y Reacondicionamiento # 2, octubre de 2006 (**Anexo E-573**). Véase, asimismo: R-ESPV, ¶ 200, nota 227.

<sup>1502</sup> Saltos DT2, ¶ 126. Véase, asimismo: Dúplica, ¶ 80.

<sup>1503</sup> En consonancia con la metodología del Tribunal (sección 4.3.3.c), el área impactada que rodea cada punto de excedencia es de 80 m<sup>2</sup>, y con una profundidad de 2 metros, el volumen total del suelo es de 160 m<sup>3</sup>.

<sup>1504</sup> Adjunto Revisado 35 del IEMS IP4 (Excel), fila 64 (**Anexo E-500**). Compárese con: IEMS IP3, Anexo C, Yuralpa Pad E, pág. 11; 2º SMCC, ¶ 285.

<sup>1505</sup> GSI IP2, Tablas 1 a 3.

<sup>1506</sup> El Tribunal observó que Petroamazonas realizó la evaluación de muestras en referencia a los criterios de uso de suelo agrícola en el año 2012; sin embargo, en línea con el principio de "*in dubio pro natura*", el Tribunal decidió basarse principalmente en las imágenes aéreas tomadas en el año 2010 (tales como la Figura L.69.3 de GSI) como así también en el reconocimiento por parte de GSI de que la plataforma se halla rodeada por bosques secundarios e incluso

el Tribunal no identificó excedencias en este sitio, bien en la plataforma o fuera de ella.<sup>1507</sup> Por consiguiente, se desestima la reclamación de Ecuador en la medida en que guarda relación con los suelos externos a las piscinas.

**d. Yuralpa Pad G**

734. Ecuador reclama una suma de USD 2.691.730 para remediar 2.631,20 m<sup>3</sup> dentro de un área de 809 m<sup>2</sup>.<sup>1508</sup> Burlington se opone a dicha pretensión.<sup>1509</sup>

735. Dejando de lado el suelo de las piscinas por el momento, y al aplicar los criterios de uso del suelo agrícola, no existen excedencias en este sitio.<sup>1510</sup> Por consiguiente, se desestima la reclamación de Ecuador en la medida en que se relaciona a los suelos externos a las piscinas.

**e. Estación de Transferencia de Desechos Yuralpa**

736. Ecuador reclama una suma de USD 7.842.852 para remediar 8.892 m<sup>3</sup> de suelo que cubren un área de 11.491 m<sup>2</sup>.<sup>1511</sup> Burlington se opone a dicha pretensión e invoca la ausencia de excedencias en dicho sitio.<sup>1512</sup>

737. Al aplicar los criterios de uso del suelo de ecosistemas sensibles a las locaciones fuera de la plataforma, y al posponer el análisis del suelo de las piscinas, el Tribunal no identificó excedencias en dicho sitio.<sup>1513</sup> Por consiguiente, se desestima la reclamación de Ecuador respecto de la remediación de suelos externos a las piscinas.

---

primarios. Véase: GSI IP1, Ap. L.69, pág. 5. Véase, asimismo: Dúplica, ¶ 124; Carta de fecha 9 de abril de 2012 de Guido Abad (Petroamazonas) a María Cristina Urrutia Celi (Ministerio del Ambiente) (**Anexo CE-CC-360**).

<sup>1507</sup> IEMS IP3, Anexo C, Yuralpa Pad E, págs. 7-9; GSI IP1, Ap. L, Tabla L.69.1 y Figuras L.69.3-L.69.4; GSI IP2, Ap. D, Tabla D.3, págs. 88-89.

<sup>1508</sup> Adjunto Revisado 35 del IEMS IP4 (Excel), fila 65 (**Anexo E-500**). Compárese con: IEMS IP3, Anexo C, Yuralpa Pad G, pág. 11; 2º SMCC, ¶ 287.

<sup>1509</sup> GSI IP2, Tablas 1 a 3.

<sup>1510</sup> IEMS IP3, Anexo C, Yuralpa Pad G, págs. 7-9; GSI IP1, Ap. L, Tabla L.71.1 y Figuras L.71.3-L.71.6; GSI IP2, Ap. D, Tabla D.3, pág. 89.

<sup>1511</sup> Adjunto Revisado 35 del IEMS IP4 (Excel), fila 69 (**Anexo E-500**). Compárese con: IEMS IP3, Anexo C, Estación de Transferencia de Desechos Yuralpa, págs. 10-11; 2º SMCC, ¶¶ 280-281.

<sup>1512</sup> GSI IP2, Tablas 1 y 3.

<sup>1513</sup> IEMS IP3, Anexo C, Estación de Transferencia de Desechos Yuralpa, págs. 6-7; GSI IP1, Ap. L, Tabla L.65.1 y Figuras L.65.3-L.65.4; GSI IP2, Ap. D, Tabla D.3, pág. 90.

**f. Chonta**

738. Ecuador reclama una suma de USD 1.134.025 para remediar 1.218,75 m<sup>3</sup> dentro de un área de 375 m<sup>2</sup>.<sup>1514</sup> Burlington objeta a dicho reclamo y sostiene que IEMS realizó la mayor parte de su muestreo dentro de una piscina.<sup>1515</sup>
739. Ecuador no niega que la mayoría de las muestras de IEMS fueron recogidas dentro de dos piscinas ubicadas hacia el sur de la plataforma, tres otras dentro de la plataforma, y una muestra adicional fuera de la plataforma. Dejando de lado el suelo de las piscinas, y al aplicar los criterios de uso del suelo de ecosistemas sensibles a las locaciones fuera de la plataforma, no existen excedencias en dicha locación.<sup>1516</sup> Por consiguiente, se desestima la reclamación de Ecuador en la medida en que se relaciona a los suelos externos a la piscina.

**g. Dayuno**

740. Ecuador reclama una suma de USD 10.559.896 para remediar 12.086,10 m<sup>3</sup> dentro de un área de 5.104 m<sup>2</sup>.<sup>1517</sup> Burlington se opone a dicha pretensión con el fundamento de que el Consorcio nunca llevó a cabo actividades en dicho sitio.<sup>1518</sup>
741. Dejando de lado el suelo de las piscinas, el Tribunal identificó tres puntos de excedencia dentro de la plataforma con altos niveles de cromo y níquel, así como una leve excedencia de vanadio.<sup>1519</sup> No obstante, debido a que Ecuador no objetó la afirmación de Burlington y que las pruebas relacionadas tenían por objeto demostrar que el Consorcio nunca llevó a cabo actividades en Dayuno,<sup>1520</sup> el

---

<sup>1514</sup> Adjunto Revisado 35 del IEMS IP4 (Excel), fila 58 (**Anexo E-500**). Compárese con: IEMS IP3, Anexo C, Chonta, pág. 14; 2º SMCC, ¶ 288.

<sup>1515</sup> GSI IP2, Tablas 1 a 3; Saltos DT1, ¶ 199.

<sup>1516</sup> IEMS IP3, Anexo C, Chonta, págs. 7-12; GSI IP1, Ap. L, Tabla L.58.1 y Figuras L.85.3-L.85.4; GSI IP2, Ap. D, Tabla D.3, pág. 84.

<sup>1517</sup> Adjunto Revisado 35 del IEMS IP4 (Excel), fila 59 (**Anexo E-500**). Compárese con: IEMS IP3, Anexo C, Dayuno, págs. 13-14; IEMS IP4, Adj. 38, Dayuno, pág. 13; 2º SMCC, ¶ 291; Réplica, ¶¶ 204-205.

<sup>1518</sup> CMCC, ¶ 365, punto 4; Dúplica, ¶ 118; Saltos DT1, ¶¶ 266-271; GSI IP2, Tablas 1 a 3. GSI no investigó en Dayuno debido a las "restricciones de acceso". Véase: GSI IP1, ¶¶ 170, 177, 181, 187; GSI IP2, ¶ 194.

<sup>1519</sup> Muestras 21-DAY01-SDC3-R (0, 4-0, 6) m, MS-WAP-C2-DAY.1-0, 5 y MS-WAP-C2-DAY.3-0, 5. Véase: IEMS IP3, Anexo C, Dayuno, págs. 7-10; GSI IP1, Ap. L, Tabla L.59.1 y Figura L.59.3; GSI IP2, Ap. D, Tabla D.3, págs. 84-85.

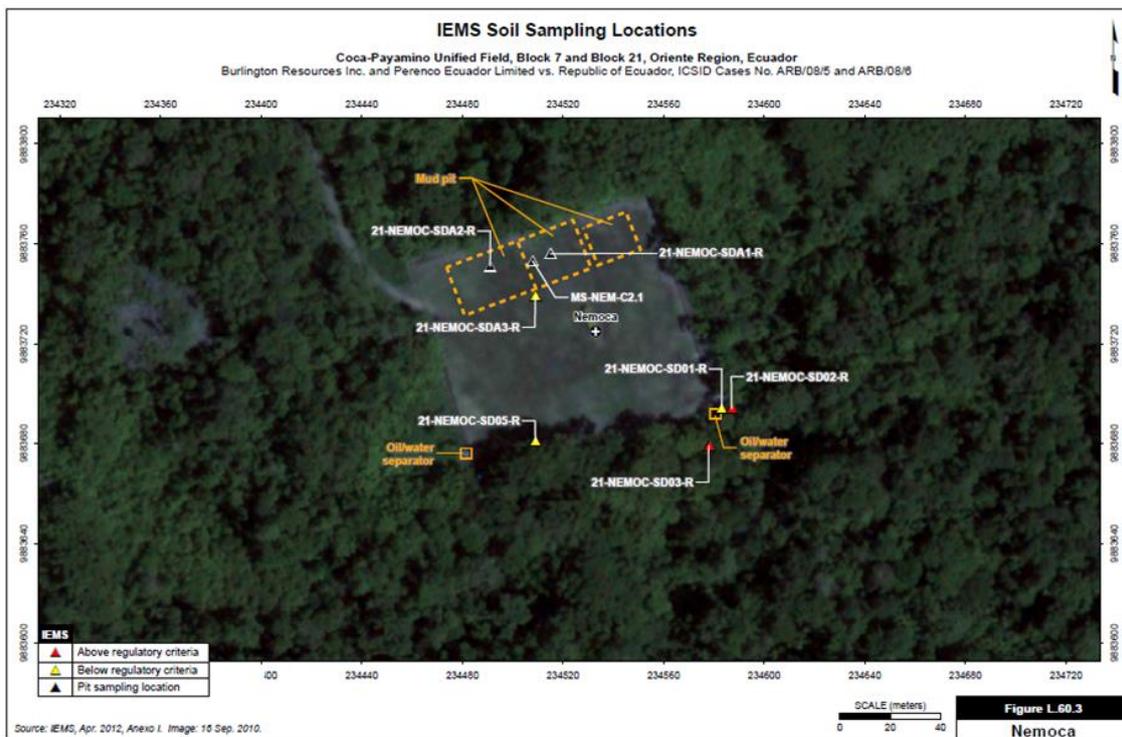
<sup>1520</sup> El Sr. Saltos explicó que Dayuno fue perforado por Esso-Hispanoil en el año 1987 y que, ni Oryx, ni Kerr McGee o el Consorcio operaron dicho sitio, en especial debido a que el Ministerio de Energía y Minas rechazó el plan de exploración presentado por el Consorcio en el año 2004. Véanse: Saltos DT1, ¶¶ 266-271; Proyecto de Desarrollo de Yuralpa, Plan de Desarrollo del Bloque 21 de Ecuador (*POD*, por sus siglas en inglés), presentado el día 28 de julio de 2000 y

Tribunal no puede más que desestimar la reclamación de Ecuador respecto del suelo externo a las piscinas.

#### h. Nemoca

742. Ecuador reclama una suma de USD 15.057.759 para remediar 16.073,20 m<sup>3</sup> dentro de un área de 9.744 m<sup>2</sup>.<sup>1521</sup> Burlington se opone a dicha pretensión; argumentando que no existen concentraciones de parámetros indicadores que excedan los criterios regulatorios y que GSI no logró confirmar la excedencia de TPH medida por IEMS.<sup>1522</sup>

743. Las siguientes imágenes ilustran las locaciones de muestreo de IEMS<sup>1523</sup> y GSI<sup>1524</sup> en Nemoca:



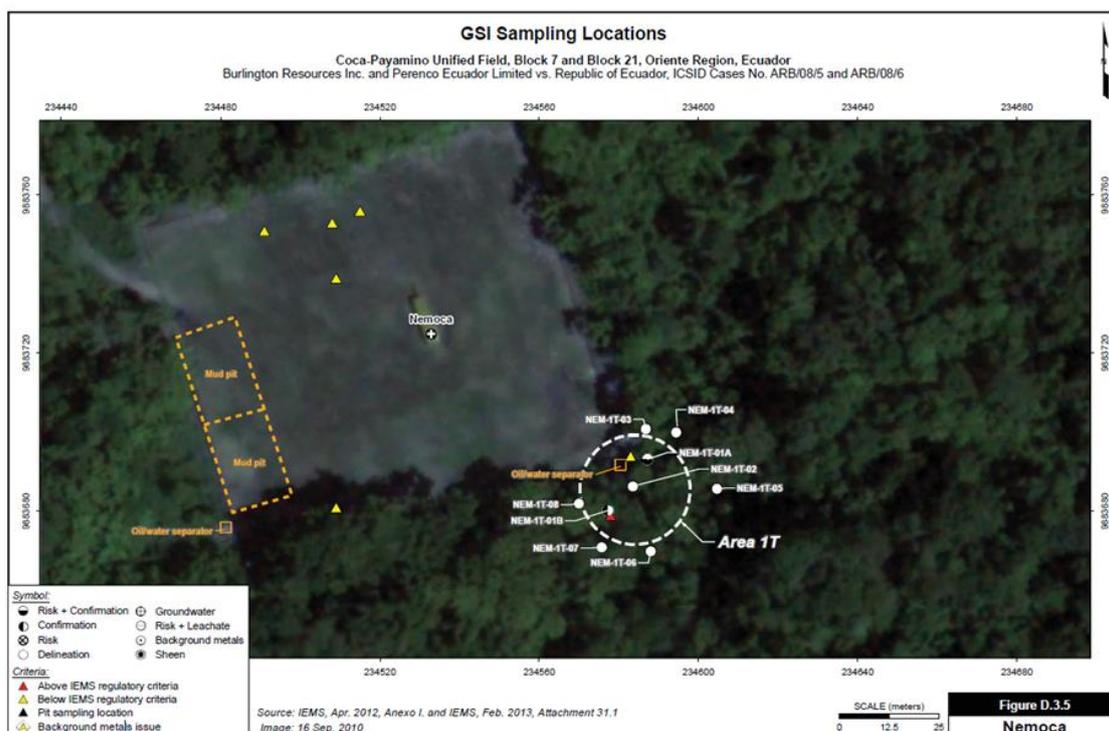
aprobado el día 17 de junio de 2001 (**Anexo CE-CC-281**); Carta de fecha 19 de julio de 2004 de Lauro Mora (Ministerio de Energía y Minas) a Marc Veuille (Perenco) (**Anexo CE-CC-74**). Ecuador aceptó que Dayuno fue perforado por Esso-Hispanoil, pero también se limitó a señalar que Burlington no logró establecer que el daño fue causado con anterioridad al año 1995. Véase: R-EPA, ¶ 637, nota 815.

<sup>1521</sup> Adjunto Revisado 35 del IEMS IP4 (Excel), fila 60 (**Anexo E-500**). Compárese con: IEMS IP3, Anexo C, Nemoca Corregido, pág. 14; 2º SMCC, ¶ 290.

<sup>1522</sup> GSI IP2, ¶ 63 y Tablas 1-3. GSI excluyó Nemoca de su investigación en el primer informe pericial, pero investigó el sitio para incluirlo en su segundo informe pericial. Véase: GSI IP1, ¶ 232; GSI IP2, ¶¶ 13, 51, 62 y Ap. D, Tablas D.8 a D.11 y Figuras D.1.5 y D.3.5.

<sup>1523</sup> GSI IP1, Ap. L, Figura L.60.3.

<sup>1524</sup> GSI IP2, Ap. D, Figura D.3.5.



744. En consonancia con su enfoque del uso del suelo (sección 4.3.2.c) y, por lo tanto, al aplicar los criterios de uso correspondientes a los ecosistemas sensibles,<sup>1525</sup> el Tribunal identificó niveles de TPH elevados en dos puntos de excedencia alrededor del separador de aceite/agua.<sup>1526</sup> En un punto de excedencia, los niveles de TPH alcanzan los 23.219 mg/kg.<sup>1527</sup> Es cierto que GSI no pudo confirmar tales niveles de TPH mediante sus muestras de confirmación.<sup>1528</sup> Sin embargo, el Tribunal observa que dichas muestras de confirmación fueron recogidas a una distancia de 0,86 y 1,36 metros de los puntos de muestreo de IEMS,<sup>1529</sup> respectivamente. También observa que GSI no objetó la validez de las muestras de IEMS *per se*, y que tampoco adujo que estuvieran mal ubicadas o recogidas dentro de una piscina.<sup>1530</sup>

<sup>1525</sup> GSI observa que la plataforma se halla rodeada por bosques primarios. GSI IP1, Ap. L.60.1, pág. 4.

<sup>1526</sup> Muestras 21-NEMOC-SD02-R(0,5-0,6)m, 21-NEMOC-SD02-R(2,7-2,8)m, 21-NEMOC-SD03-R(0,5-0,6)m, y 21-NEMOC-SD03-R(1,5-1,6)m. Véase: IEMS IP3, Anexo C, Nemoca, págs. 7-9; GSI IP1, Ap. L, Tabla L.60.1 y Figuras L.60.3-L.60.4; GSI IP2, Ap. D, Tabla D.3, pág. 85, Tablas D.8-D.10, y Figuras D.1.5 y D.3.5.

<sup>1527</sup> Muestra 21-NEMOC-SD02-R (2,7-2,8) m.

<sup>1528</sup> GSI IP2, Anexos D.9 y D.11.

<sup>1529</sup> Muestras de GSI NEM-1T-01A-(2.7-2.8) y NEM-1T-01B-(1.5-1.6), respectivamente. GSI IP2, Anexo D.11.

<sup>1530</sup> Véanse, por ejemplo: GSI IP1, Anexo D.2; GSI IP2, Anexo D.2.

745. El pozo de inyección de Nemoca fue perforado por Oryx en el año 1999.<sup>1531</sup> No existen registros de derrames históricos. Tampoco existen excedencias de bario que indicarían la presencia de contaminación causada por actividades de perforación. Consecuentemente, debido a que los puntos de excedencia se encuentran cerca del separador de aceite/agua, la causa más probable pareciera ser un incidente relacionado con el desbordamiento del petróleo crudo en el separador de aceite/agua ubicado en el ángulo sureste de la plataforma. Sobre dicha base, el Tribunal considera que Burlington no ha refutado la presunción de que el Consorcio causó dicho daño. En consecuencia, el Tribunal sostiene que Burlington es responsable por tales costos de remediación.
746. Al tener en cuenta la proximidad de la muestra 21-NEMOC-SD02-R respecto del separador de aceite/agua, y también al considerar el muestreo de GSI,<sup>1532</sup> el Tribunal determinó un área total impactada de 350 m<sup>2</sup> y un volumen total de suelo de 850 m<sup>3</sup>.<sup>1533</sup> Al adicionar un factor de contingencia del 30% (véase el párrafo 428), el costo alcanza un total de **USD 331.500** en el caso de Nemoca.

**i. Sumino**

747. Ecuador reclama una suma de USD 523.648 para remediar 447,20 m<sup>3</sup> de suelo que cubren un área de 344 m<sup>2</sup>.<sup>1534</sup> Burlington se opone a dicha pretensión al argumentar que no existen excedencias respecto de los criterios regulatorios en este sitio.<sup>1535</sup>
748. Al aplicar los criterios de uso del suelo de ecosistemas sensibles a las locaciones fuera de la plataforma, y al dejar de lado por el momento el suelo de las piscinas, el Tribunal no identificó excedencias en dicho sitio.<sup>1536</sup> Por consiguiente, se desestima la reclamación de Ecuador respecto de la remediación de suelos externos a las piscinas.

---

<sup>1531</sup> GSI IP1, Ap. B.5; Alegato de Apertura de Ecuador, Anexo Demostrativo 2 – Cronograma de piscinas de lodo en los Bloques 7 y 21 hasta el año 2009, línea 70 (**Anexo E-563**).

<sup>1532</sup> GSI IP2, Ap. D, Tablas D.8-D.11 y Figura D.3.5.

<sup>1533</sup> El área impactada alrededor de la muestra 21-NEMOC-SD02-R es de 150 m<sup>2</sup>, y, con una profundidad de 3 metros, el volumen de suelo es de 450 m<sup>3</sup>. El área impactada alrededor de la muestra 21-NEMOC-SD03-R es de 200 m<sup>2</sup>, y, con una profundidad de 2 metros, el volumen de suelo es de 400 m<sup>3</sup>. Véase: GSI IP1, Ap. L, Figura L.60.3; GSI IP2, Ap. D, Tabla D.3, pág. 85 y Figura D.3.5.

<sup>1534</sup> Adjunto Revisado 35 del IEMS IP4 (Excel), fila 70 (**Anexo E-500**). Compárese con: IEMS IP3, Anexo C, Sumino Corregido, pág. 11; 2º SMCC, ¶ 289.

<sup>1535</sup> GSI IP2, Tablas 1 y 3.

<sup>1536</sup> IEMS IP; GSI IP1, Ap. L, Tabla L.61.1 y Figuras L.61.3-L.61.4; GSI IP2, Ap. D, Tabla D.3, pág. 86.

## 5. Piscinas de lodo

### 5.1. Posición de Ecuador

749. Ecuador afirma que todas las piscinas de lodo de los Bloques, a excepción de las construidas y mantenidas por Petroamazonas, deben ser remediadas “*como cualquier otro suelo contaminado dentro de los Bloques*”.<sup>1537</sup> Según Ecuador, Burlington aceptó durante la Audiencia que las piscinas de lodo de los Bloques 7 y 21 contienen “*niveles de contaminación significativamente altos*”.<sup>1538</sup> Para Ecuador, dichas piscinas de lodo son “*bombas de tiempo ambientales*” que deben remediarse,<sup>1539</sup> en especial debido a que se demostró que “*algunas de las piscinas ya han colapsado, o han filtrado o lixiviado contaminación a las áreas circundantes*”.<sup>1540</sup> Según Ecuador, las concentraciones en las piscinas de lodo exceden tanto los valores de fondo como los valores aplicables a los ecosistemas sensibles, y en algunos casos aun los niveles regulatorios para los suelos de uso industrial, tal como en el caso de Coca 8, las piscinas reflejan concentraciones que exceden los 103.000 mg/kg de TPH.<sup>1541</sup> Asimismo, “*la evaluación visual limitada de GSI es insuficiente para desestimar “las pruebas de piscinas de lodo rajadas o colapsadas, como así también los riesgos de subsiguientes colapsos, filtraciones o lixiviaciones*”.<sup>1542</sup>
750. Ecuador señala que existen pruebas contundentes que demuestran que “*las piscinas no fueron construidas, mantenidas o cerradas correctamente por el Consorcio*” y que descargan contaminación al medio ambiente.<sup>1543</sup> Además de verificar el diseño y la construcción de las piscinas de lodo, IEMS recogió 488 muestras de suelo de las piscinas de lodo pertenecientes a 37 plataformas (32 del Bloque 7 y 5 del Bloque 21) y 126 muestras de suelo de áreas cercanas a dichas piscinas de lodo.<sup>1544</sup> Por el contrario, según las declaraciones de Ecuador, GSI reconoció la existencia de sólo 158 de las 226 piscinas de lodo existentes en ambos Bloques en el mes de julio de 2009, limitándose a una investigación visual y a recoger 9 muestras de lixiviado de 7 piscinas cerradas.

<sup>1537</sup> R-EPA, ¶ 450; R-ESPV, ¶ 83.

<sup>1538</sup> R-EPA, ¶ 448.

<sup>1539</sup> Tr. (Día 1) (ESP), 117:17-18 (Alegato de Apertura, García Represa); R-EPA, ¶ 449.

<sup>1540</sup> R-EPA, ¶ 448; R-ESPV, ¶ 84.

<sup>1541</sup> R-EPA, ¶ 451; Tr. (Día 3) (ESP), 706:17-707:3 (Interrogatorio Directo, Alfaro).

<sup>1542</sup> R-ESPV, ¶ 84.

<sup>1543</sup> R-EPA, ¶ 453.

<sup>1544</sup> IEMS IP4, Adjs. 10.1 y 10.2.

751. Ecuador argumenta que la evaluación limitada de lixiviados por parte de GSI se basa en cuatro premisas erróneas; a saber, que todas las piscinas estaban recubiertas desde su construcción, que todos los recubrimientos se encontraban intactos, que los contenidos de la piscina fueron tratados correctamente previo a su taponamiento, y que el Consorcio cumplió con las regulaciones aplicables. Ecuador refuta tales premisas al afirmar lo siguiente:<sup>1545</sup> (i) GSI no presentó ninguna prueba de la adecuada construcción, mantenimiento y verificación de las piscinas de lodo; (ii) el Consorcio no contaba con políticas escritas sobre el tratamiento de las piscinas de lodo, tal como fue admitido por Perenco y demostrado por el hecho de que Burlington ni siquiera sabe la número correcto de piscinas de lodo ubicadas en los Bloques; (iii) los empleados del Consorcio confirmaron que las piscinas no habían sido construidas de manera correcta, lo cual se encuentra claramente reflejado por la piscina de lodo de Coca 8; (iv) el expediente muestra que sólo 34 de las 226 piscinas de lodo están recubiertas (pero no necesariamente bien mantenidas), Oso 9 constituyendo un buen ejemplo de piscinas no recubiertas;<sup>1546</sup> (v) las piscinas no eran mantenidas de manera adecuada; (vi) algunas de las piscinas no fueron reportadas ni cerradas correctamente, tal como lo confirmara el Sr. Saltos en relación con Payamino 16;<sup>1547</sup> y (vii) las piscinas de lodo no fueron monitoreadas de manera apropiada, tal como lo comprueba la declaración del Sr. Saltos de que el Consorcio no examinó las piscinas de lodo seis meses luego de su cierre tal como lo requiere la Tabla 7 del RAOHE.<sup>1548</sup>
752. También es indiscutible, según Ecuador, que se registraron incidentes en una serie de piscinas y que algunas presentan filtraciones:<sup>1549</sup>
- Algunos individuos han sido afectados por las filtraciones provenientes de las piscinas en Coca 4, Payamino 1, Oso A y Gacela 2;

---

<sup>1545</sup> R-EPA, ¶¶ 460-480.

<sup>1546</sup> *Id.*, ¶ 466. Según Ecuador, las pruebas demuestran que 33 piscinas no están recubiertas, y que no existen pruebas de que las 159 piscinas restantes sí estén recubiertas.

<sup>1547</sup> Y ello queda determinadamente demostrado con los ejemplos de Gacela 3, Mono 1-5, Jaguar 7-8, Coca 4, Payamino 5, Chonta 1, Nemoca 1, Coca 15, Payamino 23, Payamino 24, Jaguar 9, Coca 18, Coca 19 y Coca CPF, en los que los suelos contaminados no fueron remediados durante el taponamiento de las piscinas. R-EPA, ¶ 474.

<sup>1548</sup> R-EPA, ¶¶ 479-480; Tr. (Día 4) (ESP), 1423:9-1424:3 (Contrainterrogatorio, Saltos).

<sup>1549</sup> R-EPA, ¶ 482.

- La piscina de Waiponi Ocatoe colapsó entre los años 2002/2003 y la piscina de Cóndor Norte colapsó parcialmente en el año 2006, tal como fue reconocido por el Sr. Saltos;
- La parte oriental de la plataforma Mono CPF presenta descargas de lodo de perforación y recortes de perforación, tal como admitiera GSI;
- El área sur de la piscina cerrada en Coca 8 contiene lodo de perforación más allá de los límites de la piscina, tal como fue admitido por GSI;
- El recubrimiento se encuentra perforado en la piscina del pozo Payamino 8, según fue descubierto por IEMS;
- Las piscinas de Coca 18/19 han liberado o lixiviado sus contenidos; y
- La piscina de Mono 10/12 presenta filtraciones.<sup>1550</sup>

753. Por ende, Ecuador sostiene que tales instancias contradicen las presunciones de GSI, ya que demuestran que las piscinas de lodo van a colapsar o presentar filtraciones y, consecuentemente, contaminar el medio ambiente durante las próximas generaciones, a menos que sean evaluadas y restauradas hasta convertirse en suelo regular.

754. Por último, Ecuador señala que Burlington nunca tuvo en cuenta los efectos sobre el agua subterránea alrededor de las piscinas de lodo, independientemente del hecho de que las piscinas de lodo se encuentran usualmente a 4,5 metros de profundidad y que el nivel freático se encuentra entre 1 y 3 metros de profundidad.<sup>1551</sup> Por consiguiente, las piscinas de lodo están en contacto directo con las aguas subterráneas. Incluso si se hubiera reducido la profundidad de algunas piscinas, tales como en Oso A, ello no evitaría el contacto con las aguas subterráneas debido a la fluctuación del nivel del agua y al riesgo de pérdidas o lixiviados.

## 5.2. Posición de Burlington

755. Por su parte, Burlington argumenta que IEMS indebidamente categorizó el suelo de las piscinas de lodo como suelo regular. Específicamente, IEMS recolectó muestras de las piscinas de lodo cerradas y las sometió a la metodología de evaluación y a

---

<sup>1550</sup> Réplica, ¶ 195(ii).

<sup>1551</sup> R-EPA, ¶¶ 501-506.

los criterios regulatorios aplicables a los suelos regulares. En consecuencia, las reconversiones de Ecuador han sido una vez más exageradas.

756. Burlington afirma que un quinto de las muestras de suelo de IEMS fueron recogidas en las piscinas de lodo, ninguna de las cuales debería ser utilizada para determinar la presunta contaminación de los Bloques.<sup>1552</sup> Por lo tanto, Burlington rechaza la pretensión de Ecuador de eliminar todas las piscinas de lodo; sin embargo, acepta que cuatro piscinas abiertas e inutilizadas en tres sitios (Coca 8, Coca 4 y Payamino 5) deben taponarse por un costo total de USD 68.000, asumiendo que *“las piscinas requerirán la colocación y compactación de suelo de relleno limpio hasta nivelar la superficie, seguido de la revegetación de la antigua zona de la piscina”*.<sup>1553</sup>
757. Más específicamente, Burlington sostiene que las piscinas de lodo no deben equipararse con el suelo regular y que IEMS recolectó erróneamente 624 muestras del interior de las piscinas.<sup>1554</sup> Las piscinas de lodo son áreas de contención aprobadas precisamente diseñadas para contener la descarga de sustancias industriales, tales como lodos de perforación, bario y recortes de perforación. Dichas sustancias contienen, por supuesto, niveles más altos de potenciales contaminantes que el suelo externo a las piscinas; ese es su propósito. Tiene sentido, por ende, someter las piscinas de lodo a criterios regulatorios diferentes a aquellos aplicables a los suelos regulares. En consecuencia, los límites permisibles de contaminantes para las piscinas de lodo están determinados en la Tabla 7 del RAOHE, de naturaleza menos restrictiva, mientras que los límites más restrictivos aplicables a los suelos regulares se encuentran en la Tabla 6.
758. En dicho contexto, Burlington también argumenta que el propio Ecuador ha reconocido en ocasiones anteriores que la Tabla 7 constituye el criterio regulatorio aplicable a las piscinas de lodo. Burlington se refiere al hecho de que IEMS también aplicó la Tabla 7 a las piscinas de lodo en su informe pericial para el arbitraje del caso *City Oriente*, mientras que IEMS aplicó incorrectamente la Tabla 6 a las piscinas de lodo en el presente arbitraje.<sup>1555</sup> En cualquier caso, Burlington afirma que las preocupaciones de Ecuador respecto de los peligros asociados con las

---

<sup>1552</sup> CMCC, ¶¶ 313-316, 333.

<sup>1553</sup> GSI IP1, ¶¶ 243, 248 y 255; GSI IP2, ¶ 141 y Anexo Documental 28.

<sup>1554</sup> CMCC, ¶¶ 271, 327; GSI IP1, pág. 91, ¶ 225(3).

<sup>1555</sup> CMCC, ¶¶ 318-321.

piscinas son “*inapropiadas*” debido a que “[l]as *fosas no son inherentemente dañinas para el medio ambiente*” debido a que sus contenidos son “*estables y no tóxicos*”.<sup>1556</sup>

759. Para Burlington, IEMS también ha aplicado una metodología errada para evaluar las muestras recogidas en las piscinas de lodo. La evaluación correcta consiste en determinar si los contenidos de las piscinas de lodo pueden “lixiviar” cantidades no permisibles de sustancias hacia las fuentes de agua subterránea.<sup>1557</sup> Sin embargo, IEMS no realizó ninguna prueba de lixiviados en ninguna de sus 624 muestras de las piscinas de lodo.<sup>1558</sup> En evidencia adicional de su informe sesgado, IEMS omitió evaluar las piscinas de lodo construidas por Petroamazonas. GSI también señala que, salvo en el caso del barío, las concentraciones de metal presentes en las 624 muestras de las piscinas recolectadas por IEMS arrojan valores inferiores a los valores de fondo de suelos naturales limpios.<sup>1559</sup> En consecuencia, GSI sostiene que “*las descargas de los materiales de la piscina hacia los suelos limpios circundantes no podrían generar un incremento de las concentraciones de cadmio, cromo, plomo, níquel y vanadio por encima de los niveles ya presentes en los suelos*”, y que sólo los niveles de barío elevados presentes en los suelos que rodean a las piscinas podrían indicar la existencia de descargas de las piscinas.<sup>1560</sup>
760. Burlington también se opone al argumento de Ecuador de que cada piscina de lodo construida con anterioridad al mes de julio de 2009 debe “*ser desenterrada, trasladada fuera del sitio y re-enterrada*”, ya que ello no encuentra respaldo alguno en las regulaciones, la práctica local, o en principios científicos razonables.<sup>1561</sup> El uso de las piscinas con el fin de recibir residuos en el sitio permanentemente es una práctica común en Ecuador y en todo el mundo. De

---

<sup>1556</sup> Dúplica, ¶ 134 (énfasis agregado en el original).

<sup>1557</sup> De manera acorde, sostiene Burlington, las unidades regulatorias son diferentes respecto de los suelos regulares y de piscinas de lodo. En el caso de los suelos regulares, la Tabla 6 del RAOHE evalúa los *sólidos* y, por lo tanto, mide las concentraciones permisibles en mg/kg. En cuanto a las piscinas de lodo, la Tabla 7 del RAOHE evalúa los *líquidos lixiviados* y, por ende, establece los límites máximos en mg/l. Véase: CMCC, ¶ 324.

<sup>1558</sup> CMCC, ¶ 327. Véase, asimismo: GSI IP1, pág. 91, ¶ 225(3).

<sup>1559</sup> GSI IP1, pág. 91, ¶ 252(3). En GSI IP1, Ap. D, Tabla D.3, GSI enumera los resultados del muestreo de IEMS e identifica las muestras tomadas en las locaciones de las piscinas. Véase, asimismo: GSI IP1, Ap. D, Anexo D.2, en referencia a las muestras de IEMS que estaban fuera de lugar (por ejemplo, Jaguar 7 (pág. 7), Payamino 15 (pág. 15), Payamino 10 (pág. 16), Coca 13 (pág. 17) y Relleno Sanitario de Payamino (pág. 32)). Para observar una comparación entre las muestras de IEMS y los criterios normativos aplicados por GSI, véase: GSI IP1, Ap.F.4.

<sup>1560</sup> GSI IP1, págs. 91-92, ¶ 252(3) y Anexo Documental 39.

<sup>1561</sup> C-EPA, ¶ 137.

hecho, la Tabla 7 fue diseñada específicamente para dicho propósito; ésta demuestra de manera concluyente que el suelo de las piscinas está sujeto a límites diferentes que el suelo regular.

761. Según la opinión de Burlington, Ecuador también se equivoca al reclamar que todas las piscinas secas deben cumplir con ambas Tablas 6 y 7. En efecto, el párrafo introductorio del Artículo 59, e dispone sobre la remediación de piscinas, aclara que dicha disposición “*se aplica solamente a una categoría especial de fosas*”; a saber, aquellas que contienen crudo intemperizado o que fueron mal administradas, lo cual no fue el caso de las piscinas del Consorcio.<sup>1562</sup>
762. Para Burlington, las piscinas adecuadamente cerradas, es decir, aquellas que fueron deshidratadas, compactadas y cubiertas con suelo limpio y nueva vegetación “*no caen dentro del ámbito del Artículo 59 y no necesitan ser remediadas*”.<sup>1563</sup> Esto se ve confirmado en la práctica, sobre todo por el hecho de que las autoridades de Ecuador nunca han solicitado el cumplimiento tanto la Tabla 6 como de la Tabla 7 en virtud del Artículo 59.<sup>1564</sup> El intento de Ecuador de introducir un estándar de bario perteneciente al TULAS de manera tal que sea aplicable a las piscinas “*desconoce flagrantemente la supremacía del RAOH en la regulación de cuestiones específicas a las operaciones hidrocarburíferas*”, en especial debido a que el TULAS no contiene disposiciones sobre las piscinas.<sup>1565</sup>
763. Por último, según alega Burlington, Ecuador también se equivoca al afirmar que todas las piscinas deberían someterse a la Tabla 7a, de índole más restrictiva y diseñada para piscinas no recubiertas, debido a que fue la práctica del Consorcio construir todas las piscinas con revestimiento sintético, tal como fue confirmado por el Sr. Saltos, y a que las piscinas históricas no presentan lixiviados ya que están recubiertas con suelos arcillosos, como fue indicado por GSI.<sup>1566</sup> En resumen, Ecuador pretende imponer costos de remediación a Burlington que nunca han sido aplicados a la fecha.<sup>1567</sup> Por consiguiente, Burlington le solicita al Tribunal que desestime la reclamación de Ecuador sobre la remoción o remediación de todas las piscinas.

---

<sup>1562</sup> Dúplica, ¶¶ 96, 126-128.

<sup>1563</sup> *Id.*, ¶ 128; Bedón IP2, ¶¶ 151-153; Saltos DT2, ¶¶ 13-18.

<sup>1564</sup> Dúplica, ¶¶ 129-131.

<sup>1565</sup> *Id.*, ¶ 131; Bedón IP1, ¶ 8; Bedón IP2, ¶ 30.

<sup>1566</sup> Dúplica, ¶ 137; Saltos DT1, ¶ 185; GSI IP2, ¶¶ 32-33.

<sup>1567</sup> C-EPA, ¶ 143.

### 5.3. Análisis

764. Esencialmente, las Partes están en desacuerdo sobre si deben removerse las piscinas de lodo de los Bloques, si además de la Tabla 7 es aplicable la Tabla 6, y si las piscinas del Consorcio siempre estuvieron revestidas. El Tribunal comenzará por analizar el marco regulatorio aplicable (5.3.1). Posteriormente, aborda la condición de las piscinas en los Bloques (5.3.2 a 5.3.6), antes de arribar a conclusiones con respecto a la posible remediación y los costos de la misma (5.3.7 y 5.3.8).

#### 5.3.1. Marco regulatorio

765. El RAOHE regula expresamente el uso de piscinas de lodo para las operaciones hidrocarbúricas. El Artículo 12 dispone que los operadores petroleros deberán realizar el monitoreo interno, incluido mediante la remediación de piscinas de lodo contaminadas. El Artículo 16 dispone además que los programas de remediación de las piscinas de lodo deben estar autorizados por la Subsecretaría de Protección Ambiental en DINAPA. El Artículo 28(c) prohíbe la disposición de cualquier tipo de desecho; especificando que las piscinas de disposición final deberán contar con un sistema adecuado de canales para el control de lixiviados.<sup>1568</sup> El Artículo 58(b) prohíbe la disposición en piscinas de los fluidos de las pruebas de producción.

766. El Artículo 52(d.2) es titulado “[d]el tratamiento y disposición final de fluidos y rípios de perforación”. El Artículo 52(d.2)(2.1) dispone que todo sitio de perforación dispondrá de un sistema de tratamiento y disposición de los fluidos y sólidos que se produzcan durante las operaciones de perforación. Más específicamente, el Artículo 52(d.2)(2.3) establece que, durante y después de la perforación, los desechos sólidos, lo que incluye tanto lodos como rípios de perforación, “podrán disponerse una vez que cumplan los parámetros y límites de la Tabla N.º 7”.<sup>1569</sup>

767. El Artículo 59 versa específicamente sobre el tratamiento y taponamiento de las piscinas. Especifica que, en caso de piscinas que contengan crudo intemperizado o piscinas que hayan sido mal manejadas, el operador debe proceder a la limpieza y tratamiento del contenido de la piscina, la recuperación de crudo, y el posterior taponamiento y revegetación del área con especies nativas. Para las piscinas que

---

<sup>1568</sup> El Glosario en el Anexo 6 del RAOHE define “lixiviado” de la siguiente manera: “Solución que resulta del transporte de agua por los poros y fisuras del suelo u otro medio sólido poroso y las interacciones físico-químicas de esta agua con los componentes minerales y orgánicos del suelo” (**Anexo EL-174**).

<sup>1569</sup> RAOHE, Artículo 52(d.2) (**Anexo EL-174**).

contengan crudo y/o agua, el Artículo 59 dispone que se recuperará el crudo para uso posterior, que el crudo que no fuere recuperado sería tratado ya sea en la piscina o *ex situ* preferentemente mediante biorremediación, y que el suelo de fondo y las paredes de las piscinas deben tratarse hasta tanto cumplan con la Tabla 6, antes de rehabilitar el sitio. Para las piscinas secas que contengan crudo, pero no agua, el Artículo 59 establece que deben remediarse hasta tanto cumplan con las Tablas 6 y 7.

768. La Tabla 7 se titula “[l]ímites permisibles de lixiviados para la disposición final de lodos y ripios de perforación en superficie”. En su párrafo de apertura, la Tabla 7 establece que los lodos y ripios de perforación destinados a “disposición final en superficie” deben cumplir con los parámetros y límites permisibles en la tabla “dependiendo de si el sitio de disposición final cuenta con una impermeabilización de la base o no”.<sup>1570</sup> El segundo párrafo especifica que, además de la prueba inicial, el lodo de las piscinas debe monitorearse de manera periódica mediante la toma de muestras de lixiviados siete días, tres meses, y seis meses después de la disposición final.
769. La Tabla 7 se divide en dos partes. La Parte a) es aplicable a piscinas sin revestimiento impermeable y la Parte b) es aplicable a las piscinas con revestimiento. La Tabla 7 contiene los siguientes criterios:

<b>a) SIN impermeabilización de la base</b>			
<b>Parámetro</b>	<b>Expresado en</b>	<b>Unidad</b>	<b>Valor límite permisible</b>
Potencial hidrógeno	pH	---	6<pH<9
Conductividad eléctrica	CE	μS/cm	4,000
Hidrocarburos totales	TPH	mg/l	<1
Hidrocarburos aromáticos policíclicos (HAPs)	C	mg/l	<0.003
Cadmio	Cd	mg/l	<0.05
Cromo total	Cr	mg/l	<1.0
Vanadio	V	mg/l	<0.2
Bario	Ba	mg/l	<5
<b>b) CON impermeabilización de la base</b>			
<b>Parámetro</b>	<b>Expresado en</b>	<b>Unidad</b>	<b>Valor límite permisible</b>
Potencial hidrógeno	pH	---	4<pH<12
Conductividad eléctrica	CE	μS/cm	8,000
Hidrocarburos totales	TPH	mg/l	<50
Hidrocarburos aromáticos policíclicos (HAPs)	C	mg/l	<0.005
Cadmio	Cd	mg/l	<0.5
Cromo total	Cr	mg/l	<10.0
Vanadio	V	mg/l	<2
Bario	Ba	mg/l	<10

<sup>1570</sup> RAOHE, Anexo 2, Tabla 7 (**Anexo EL-174**).

770. Ecuador alega que todas las piscinas de lodo deben cumplir tanto con la Tabla 6 como con la Tabla 7,<sup>1571</sup> en tanto Burlington sostiene que la Tabla 7 sólo es aplicable a las piscinas de lodo que se hayan manejado adecuadamente.<sup>1572</sup> El Tribunal no tiene dificultad alguna para concluir que la Tabla 7 es aplicable a las piscinas de lodo y no la Tabla 6 (sujeta a las disposiciones en el Artículo 59 que el Tribunal tratará *infra*). Esto se desprende no sólo del Artículo 52(d.2)(2.3) que sólo hace referencia a la Tabla 7,<sup>1573</sup> sino también del hecho de que la Tabla 6 es aplicable a la remediación del suelo en general y la Tabla 7 a lodos y ripios de perforación destinados a disposición final específicamente en piscinas. Esto es confirmado asimismo por el hecho de que la Tabla 6 no prevé criterios para bario, el cual constituye el compuesto más frecuentemente utilizado para la perforación de pozos, y, por lo tanto, el más frecuentemente hallado en las piscinas de lodo, mientras que la Tabla 7 regula específicamente el bario, además de otros parámetros no contemplados en la Tabla 6 que son asimismo utilizados en las operaciones de perforación, tales como el cromo y el vanadio.
771. En este contexto, el Tribunal no puede seguir la interpretación que hace Ecuador del Artículo 59. Comparte la opinión del Profesor Bedón de que esta disposición no es de “aplicación general” a todas las piscinas de lodo.<sup>1574</sup> El párrafo introductorio muestra que el Artículo 59 es aplicable a dos situaciones discretas, a saber, piscinas que contengan crudo intemperizado y piscinas que hayan sido mal manejadas. En estas dos situaciones, el Artículo 59 exige la remediación integral de dichas piscinas, lo que incluye la limpieza del suelo de fondo y las paredes. En dicha instancia, el suelo de fondo y las paredes deben cumplir con la Tabla 6. Además, si se remueve totalmente una piscina y se le vuelve a rellenar con suelo, la nueva locación debe cumplir con la Tabla 6 además de la Tabla 7. O, tal como fue expresado por el Profesor Bedón, “el área luego de la remediación debe cumplir con la Tabla 6 porque se convierte en suelo regular; pero también debe adecuarse

---

<sup>1571</sup> El Tribunal observa los distintos puntos de vista de IEMS al contemplar la referencia a la Tabla 6 o 7 dependiendo del “*momento y objeto del estudio*”, aunque finalmente IEMS opinó que, en el presente caso, deberían analizarse todas las piscinas de conformidad con la Tabla 6. “*Las concentraciones de contaminantes en las piscinas de lodo pueden ser analizadas de conformidad con la Tabla 6 del RAOHE (concentración total) o Tabla 7 (concentración de contaminantes sobre lixiviados) dependiendo del momento y objeto del estudio*”. IEMS IP4, pág. 27.

<sup>1572</sup> Bedón IP1, ¶ 43; Bedón IP2, ¶ 147.

<sup>1573</sup> Bedón IP2, ¶¶ 149-150.

<sup>1574</sup> *Id.*, ¶ 152.

a la Tabla 7 para asegurar que no existan remanentes de lodos que puedan lixiviar al subsuelo”.<sup>1575</sup>

772. Para todas las demás situaciones, sólo la Tabla 7 es aplicable a las piscinas de lodo.<sup>1576</sup> En efecto, la Tabla 7 contempla un método de análisis distinto que el de la Tabla 6, ya que requiere pruebas de *lixiviados* “para determinar la medida en la que el bario y otros metales en los lodos podrían posiblemente disolverse y ser llevados fuera de los confines de la fosa mediante el agua”.<sup>1577</sup> Y, tal como lo expresara GSI, el RAOHE “no establece límite alguno acerca del total de la concentración de bario en el lodo solidificado y ripios de suelo comprendidos dentro de las piscinas, y no requiere que se analicen los contenidos de una piscina de lodo/ripios de la misma manera que los suelos que no pertenecen a la piscina, ya que esto exigiría que se removieran estos materiales de la propia piscina en la cual se dispusieron – un requisito ilógico y contrario a la práctica aceptada en la industria petrolera”.<sup>1578</sup> El hecho de que el plan de abandono de Perenco para el Bloque 7 hablara de analizar, bajo la Tabla 6, tres muestras de piscinas de Gacela 2, Jaguar 9 y Cóndor Norte,<sup>1579</sup> no modifica la conclusión del Tribunal de que sólo es aplicable la Tabla 7 en virtud de la legislación aplicable; una conclusión que se ve reforzada por la propia aprobación por parte de Ecuador de los informes de taponamiento de la

---

<sup>1575</sup> *Id.*, ¶ 153.

<sup>1576</sup> El Tribunal observa la mención de IEMS de que, además del crudo o los metales pesados, las piscinas de lodo podrían contener desechos peligrosos tales como “hidróxido de potasio, cal viva, iridio (190), uranio (191), torio, estroncio (90)”. Sin embargo, tal como lo admite IEMS, “[n]o se ha estudiado la contaminación del lodo de perforación con muchas de estas sustancias en los Bloques 7 y 21”. IEMS IP4, pág. 27. Por lo tanto, no hay reclamación alguna por contaminación con sustancias peligrosas más allá de aquellas enumeradas en la Tabla 7 del RAOHE.

<sup>1577</sup> Véase: nota al pie 1568 supra sobre la definición de lixiviados en el Glosario del RAOHE. Véanse, además: Dúplica, ¶ 126; GSI IP1, pág. 92 y Anexo Documental 39; Bedón IP2, ¶¶ 146-150.

<sup>1578</sup> GSI IP2, ¶ 26.

<sup>1579</sup> Plan de Abandono Definitivo y Entrega de Áreas Utilizadas para la Perforación y Producción de Petróleo, Bloque 7, noviembre de 2008, págs. 3-2, 3-15, 3-17, 3-21 y 3-22 (**Anexo CE-CC-338**). Véanse, asimismo: Alegato de Cierre de Ecuador, Diapositivas 161-163; R-EPA, ¶¶ 495-497. El Tribunal observa además que los informes de remediación de la piscina para Sacha a los que hiciera alusión Ecuador aplican la Tabla 6 precisamente porque las piscinas debían ser remediadas. Por lo tanto, no sustentan la afirmación de que el taponamiento normal de las piscinas requiera probar las piscinas de conformidad con la Tabla 6. Véanse: Carta de fecha 31 de agosto de 2006 de la Ing. Consuelo Hernández (DINAPA) a Jaime Crow Montalvo (Petroproducción) (**Anexo CE-CC-415**); Carta de fecha 10 de enero de 2007 del Ing. Manuel Muñoz Neira (DINAPA) a Francisco Silva (Petroproducción) (**Anexo CE-CC-416**).

piscina del Consorcio, los cuales analizaron las piscinas de lodo sólo respecto de la Tabla 7.<sup>1580</sup>

### 5.3.2. Remoción de piscinas

773. Este análisis del marco jurídico aplicable pone de manifiesto que el uso de piscinas de lodo constituye una práctica habitual en las operaciones petrolíferas para disponer, con carácter permanente, de los ripios o lodos de perforación producidos durante la perforación o el posterior reacondicionamiento de pozos. Esto proviene, por ejemplo, del término “disposición final” en la Tabla 7, con lo cual queda claro que las piscinas de lodo sirven de terreno de disposición permanente.<sup>1581</sup> Dicha práctica también queda confirmada por IEMS, que afirma que el uso de piscinas de lodo es una práctica habitual en la industria petrolera y un método aprobado por el Gobierno de Ecuador para el manejo y la disposición de lodos de perforación relacionados con el desarrollo de pozos.<sup>1582</sup> La licitud de la práctica también es clara si se tiene en cuenta que Petroamazonas siguió construyendo piscinas de lodo y descargando en ellas ripios y lodos de perforación, por ejemplo, en Yuralpa Pad G u Oso A (cabe destacar nuevamente que IEMS decidió limitarse a identificar las piscinas del Consorcio en estas locaciones como REC).<sup>1583</sup> Esto permite dejar de lado la pretensión de Ecuador de que deben removerse todas las piscinas de los Bloques.<sup>1584</sup>
774. La conclusión de que no es necesario remover las piscinas se ve reforzada por el hecho de que Ecuador, si bien considera que las piscinas son “*bombas de tiempo*”,<sup>1585</sup> no adujo pruebas de un solo caso en que un operador petrolífero haya

---

<sup>1580</sup> Véase, en particular: Reporte de taponamiento de la piscina para Coca 19, octubre de 2004, págs. 4, 6-7 (**Anexo E-337**); Reporte de taponamiento de la piscina para Oso 3, mayo de 2003, págs. 4-5, 9-10 (**Anexo E-466**).

<sup>1581</sup> Véase, asimismo, el Artículo 52(d.2), que hace referencia a la disposición final de fluidos y ripios de perforación. Véase, asimismo: Bedón IP2, ¶ 148.

<sup>1582</sup> IEMS IP4, pág. 23.

<sup>1583</sup> Saltos DT1, ¶¶ 202-212.

<sup>1584</sup> El Glosario del Anexo 6 del RAOHE define “disposición final” de la siguiente manera: “Forma y/o sitio de almacenamiento definitivo o bien forma de destrucción de desechos”.

<sup>1585</sup> R-EPA, ¶ 449; Tr. (Día 1) (ESP), 118:14 (Alegato de Apertura, García Represa); Alegato de Apertura de Ecuador, Diapositiva 79. El argumento de Ecuador se contradice parcialmente, incluso con las pruebas de IEMS de que el “*el uso de revestimientos sintéticos es un control de ingeniería apropiado para la protección del medio ambiente, en tanto se instalen, inspeccionen y mantengan correctamente, ya que no son herméticos. Los revestimientos sintéticos brindan una barrera impermeable que impide el contacto directo de los contaminantes con el suelo subyacente y la movilización directa de estos contaminantes cuando se presentan las condiciones necesarias para el transporte del contaminante (como ocurre con las piscinas de*

tenido que remover todas las piscinas de lodo luego de haber finalizado las operaciones.

775. En consecuencia, no hay motivo para remover piscinas debidamente construidas, manejadas y aprobadas de su ubicación real. Esto se aplica también a piscinas de lodo aprobadas, ubicadas en los bordes de las plataformas, que corren un mayor riesgo de colapsar a causa de la erosión, como la piscina de lodo de Yuralpa Pad A, la cual el Tribunal tuvo la oportunidad de ver durante una Visita del Sitio. Salvo prueba en contrario, se debe asumir que estas piscinas se encuentran debidamente manejadas y que el operador actual se ocupará de cualquier tipo de deterioro producido con el transcurso del tiempo.
776. Desde luego, la situación cambia para aquellas piscinas producto de una construcción o manejo deficiente, en particular, las piscinas que colapsaron o filtraron contenido en el medio ambiente durante la operativa del Consorcio. La situación también es distinta para las piscinas no declaradas del Consorcio, como la “*piscina de reacondicionamiento*” en Payamino CPF (que el Tribunal incluyó en su análisis de suelo regular) o las “*piscinas auxiliares*” en Payamino 16, las cuales se deben remover dado que nunca fueron aprobadas por las autoridades ecuatorianas.<sup>1586</sup>

### 5.3.3. Construcción de piscinas

777. Con respecto a la construcción de piscinas, Burlington indicó que el Consorcio no tenía ninguna política escrita sobre la construcción, limpieza, monitoreo, pruebas y taponamiento de las piscinas. Sin embargo, el Sr. Saltos explicó que, si bien no tenía un “librito especial”, el Consorcio seguía habitualmente una serie de procedimientos.<sup>1587</sup> El Sr. Saltos agregó que era política del Consorcio colocar

---

*tierra). El RAOHE reconoce que los revestimientos sintéticos aumentan el nivel de protección del medio ambiente [...]”. IEMS IP4, pág. 39.*

<sup>1586</sup> Con respecto a Payamino 16, el Sr. Saltos confirmó la existencia de cinco piscinas que nunca habían sido declaradas: “P: [...] ‘También informan que hubo más de 5 piscinas de lodos que nunca fueron reportadas a la autoridad’. ¿Lo ve? R: Sí, así es. P: Tenemos ahí más de 5 piscinas en Payamino 16. ¿Verdad? R: Sí. P: Y que nunca fueron reportadas a la autoridad. ¿Verdad? R: Así es. [...] Estas piscinas que están aquí eran unas piscinas pequeñas que tenían 3 metros, 4 metros de ancho, unos 2 metros de largo y unos 2 o 3 metros de profundidad. O sea, eran piscinas pequeñas y piscinas auxiliares”. Tr. (Día 4) (ESP), 1405:17-1406:22 (Contrainterrogatorio, Saltos).

<sup>1587</sup> El Sr. Saltos respondió de la siguiente manera durante su contrainterrogatorio: “P: Entonces le sorprendería saber que Perenco contestó, cito que ‘No tiene una política escrita específica para la construcción, limpieza, monitoreo, prueba y cierre de piscinas’. ¿Le sorprende? R: Una política específica no, pero, por ejemplo, para la construcción de las piscinas se detallaba exactamente qué dimensiones debería tener, qué profundidad debía tener, qué tipo de *liner* o

geomembrana en las piscinas (un punto sobre el que volverá el Tribunal *infra*).<sup>1588</sup> En este contexto, IEMS alude a la Ordenanza Municipal sobre control y monitoreo de residuos del Municipio de Francisco de Orellana. Ecuador, sin embargo, no invocó esta regulación en sus alegatos, la cual en todo caso no aplica a piscinas de lodo para operaciones petrolíferas sino a piscinas en general, e incluye requisitos a considerarse tales como los siguientes: “a) [l]as distancias entre el límite del vertedero y las zonas residenciales y recreativas, vías fluviales, masas de agua y otras zonas agrícolas o urbanas; b) [l]a existencia de aguas subterráneas, reservas naturales en la zona; c) [l]as condiciones geológicas e hidrogeológicas de la zona; d) [e]l riesgo de inundaciones, hundimientos, corrimientos de tierras o aludes en el emplazamiento del vertedero; [y] e) [l]a protección del patrimonio natural o cultural de la zona”.<sup>1589</sup> El Tribunal considera que esta ordenanza, si bien es informativa, no es lo suficientemente específica y, por lo tanto, no es de mucha utilidad en este contexto de piscinas de lodo construidas durante el desarrollo de operaciones petrolíferas.

778. IEMS también apuntó a pruebas de testigos que sugieren que las piscinas del Consorcio no se construyeron debidamente.<sup>1590</sup> No obstante, las declaraciones del Sr. Andrade, referidas por IEMS, no dan soporte al alegato de piscinas mal construidas. De hecho, el Sr. Andrade señaló no tener conocimiento de filtraciones en las piscinas y agregó simplemente que “no se realizaron estudios geológicos [o] hidrológicos”.<sup>1591</sup>

---

qué tipo de geo-membrana debía utilizarse para proteger. Y después, el momento en que se contrataba el taponamiento de las piscinas también se especificaba qué productos tenían que utilizar cuando había alguna excedencia. Cómo se tenían que taponar. En capas de qué altura se debía ir compactando a fin de que después no falle la piscina [...] O sea, sí habían lógicamente que en un librito especial no [sic], pero había en diferentes sitios todos los procedimientos que se tenían que aplicar”. Tr. (Día 4) (ESP), 1399:3-1400:1 (Contrainterrogatorio, Saltos).

<sup>1588</sup> Tr. (Día 4) (ESP), 1421:13-19 (Contrainterrogatorio, Saltos). Esto fue corroborado también por la entrevista de IEMS al Sr. Cesar Andrade, un supervisor de la construcción empleado por Perenco, quien indicó que el Consorcio utilizaba revestimientos “*en todas las piscinas que maneja*”. IEMS IP4, Adj. 17, pág. 27.

<sup>1589</sup> Ordenanza sobre el control y vigilancia de vertidos de residuos del Gobierno Municipal de Francisco de Orellana, 29 de enero de 2001, Artículo 6(1)(1)(a)-(e). IEMS IP4, Adj. 7. Véase, también: IEMS IP4, pág. 24.

<sup>1590</sup> IEMS IP4, pág. 24 y Adj. 17.

<sup>1591</sup> IEMS IP4, Adj. 17, pág. 27 (entrevista con el Sr. Cesar Andrade). El Tribunal advierte, sin embargo, que el Sr. Andrade indicó que la piscina de Oso A se construyó cerca del río y que la piscina de Gacela 2 se construyó en un “área muy alta”, sin brindar más información en cuanto a si estas piscinas tenían filtraciones. Véase, asimismo: IEMS IP4, Adj. 17, pág. 34 (entrevista con Fernando Herrera), y pág. 36 (entrevista con Jorge Lara). Sólo el Sr. Ramírez dijo que los

779. Asimismo, si bien Ecuador denuncia de que GSI no aportó pruebas sobre la correcta construcción de las piscinas, por ejemplo, mediante la apertura de piscinas, también es cierto que IEMS no abrió ninguna de las piscinas para determinar cómo se construyeron (ello, a pesar de que Ecuador tiene la carga de demostrar el daño proveniente de las piscinas taponadas antes de la fecha de entrada en vigor de la Constitución de 2008 en octubre de 2008).
780. Por lo tanto, la afirmación de Ecuador de que *“es probable que el Consorcio no haya cumplido”* con los requisitos de construcción sigue siendo especulativa y poco persuasiva.<sup>1592</sup> En concreto, con respecto a las piscinas de Nemoca y Payamino CPF, las piscinas fueron construidas por operadores anteriores y se remediaron en los años 2000 y 2001, respectivamente.<sup>1593</sup> En consecuencia, no se puede reclamar al Consorcio por la construcción deficiente de estas piscinas. Sólo se podría alegar que el Consorcio las manejó de manera inapropiada, algo que, no obstante, Ecuador nunca planteó de manera específica.

#### 5.3.4. Manejo de las piscinas

781. Conforme al Artículo 12 del RAOHE, los operadores de campos petrolíferos tienen la obligación de monitorear periódicamente las condiciones ambientales en torno a las piscinas existentes, incluso las piscinas históricas construidas por operadores anteriores. Además, si el estado de las piscinas se deteriora y presenta un riesgo para el medio ambiente o la salud humana, conforme a los Artículos 16 y 59 del RAOHE, el operador actual tiene la obligación de remediar la situación, aunque la piscina defectuosa haya sido construida por un operador anterior. El Tribunal está de acuerdo con la posición de IEMS de que *“una práctica razonable en materia de gestión ambiental habría sido monitorear las condiciones de las piscinas de lodo construidas por los operadores anteriores, a fin de asegurar que no hubiera filtraciones o impactos negativos en el medio ambiente”*.<sup>1594</sup> El Consorcio parecía

---

revestimientos “[tenían] falta de mantenimiento” y que los revestimientos cristalizados filtraban, en referencia a Coca 4 y las piscinas de hormigón de las áreas “Payamino”. Véase: IEMS IP4, Adj. 17, pág. 29 (entrevista con Marco Ramírez). Y el Sr. Coro manifestó que no sabía si había filtraciones en las piscinas. IEMS IP4, Adj. 17, pág. 32 (entrevista con Marco Coro). Véase, asimismo: Alegato de Cierre de Ecuador, Diapositivas 148-149.

<sup>1592</sup> Por ejemplo, IEMS indicó que *“[a] esta altura, los métodos y procedimientos de construcción que utilizó Oryx, Kerr McGee y el Consorcio siguen siendo inciertos. No hay pruebas de cómo se construyeron estas piscinas”*. IEMS IP4, pág. 38.

<sup>1593</sup> IEMS IP4, pág. 24 y Adj. 5 (Nemoca) y Adj. 6 (Payamino CPF).

<sup>1594</sup> IEMS IP4, pág. 32.

entender estar bajo dicho deber, ya que incluso el Sr. Saltos reconoce que se dedicó a remediar la contaminación que dejaron los operadores anteriores.<sup>1595</sup>

782. Por otra parte, el Tribunal interpreta que el Artículo 59 incentiva a los operadores de campos petrolíferos a utilizar lodos de perforación a base de agua, en lugar de lodos de perforación a base de petróleo que aún se permiten en virtud del RAOHE,<sup>1596</sup> pero que conllevan el deber de remediar las piscinas que contengan crudo intemperizado. El Tribunal tiene mayor dificultad en aceptar el alegato de Ecuador de que el Artículo 59 obliga a los operadores actuales a remediar las piscinas históricas con crudo intemperizado que instalaron operadores anteriores. Dicha dificultad surge principalmente del texto del Artículo 59 y del hecho de que no existen pruebas en el expediente demostrando que las autoridades ecuatorianas hayan requerido a algún operador de campos petrolíferos y, en particular, al Consorcio (u operadores anteriores regulados por el RAOHE desde el año 2001), a remediar las piscinas históricas con crudo intemperizado instaladas por operadores anteriores.
783. En cuanto al argumento de Ecuador de que las piscinas de lodo son indiscernibles de su entorno y, por lo tanto, ya no pueden localizarse con el paso del tiempo, el Tribunal concuerda que esta situación es realmente preocupante.<sup>1597</sup> No obstante, el Tribunal una vez más advierte que el RAOHE no exige que los operadores demarquen claramente las piscinas existentes, sino que, por el contrario, requiere las revegeten con flora local. Ecuador no invocó ninguna otra disposición

---

<sup>1595</sup> El Sr. Saltos señaló que “como política, Perenco tenía que remediar los suelos, fuesen de donde fuesen, viniesen de donde viniesen” e “independientemente de quién haya ocasionado en el caso específico de los suelos que encontraba ahí [sic]”, antes de llevar a cabo “una investigación para determinar cuál era la responsabilidad última”. Tr. (Día 4) (ESP), 1233:7-16 (Contrainterrogatorio, Saltos). Más específicamente, con respecto a las piscinas de lodo más específicamente, Burlington no cuestionó la declaración de IEMS de que el Consorcio remedió, por ejemplo, los afloramientos de petróleo de la piscina de Coca 4, producto de una construcción inapropiada por parte de un operador anterior. Véase: IEMS IP4, pág. 32.

<sup>1596</sup> Los lodos de perforación a base de petróleo deben cumplir con la Tabla 4 del Anexo 2 y desecharse en la tierra, mientras que los demás líquidos de perforación deben cumplir con la Tabla 7 del Anexo 2. El Artículo 52(d.2.5) establece lo siguiente: “En caso de usarse lodos en base de aceite mineral su disposición final será en tierra, cumpliendo con los límites permisibles de la Tabla No. 4 del Anexo 2 de este Reglamento; los lodos de decantación procedentes del tratamiento de los fluidos serán tratados y dispuestos, cumpliendo con los límites permisibles establecidos en la Tabla No. 7 del Anexo 2 de este Reglamento” (**Anexo EL-174**). El Tribunal advierte que los peritos de las Partes no analizaron ninguna muestra con respecto a la Tabla 4, y que no hay reclamación alguna de que se haya violado algún límite dispuesto por dicha tabla.

<sup>1597</sup> GSI también indicó que “[t]ras el taponamiento, estas piscinas suelen ser indiscernibles del terreno circundante y contienen una mezcla solidificada de lodo de perforación y ripio (muy similar al suelo natural), recubierta por una capa de tierra limpia y vegetación”. GSI IP1, pág. 17.

potencialmente relevante estableciendo dicho requisito. Lo que exige el RAOHE es que todas las piscinas de lodo se encuentren aprobadas, debidamente construidas y selladas, monitoreadas, y finalmente revegetadas. Esto lleva al Tribunal a concentrarse en la metodología empleada para analizar las piscinas de lodo.

### 5.3.5. Método para examinar las piscinas

784. A criterio del Tribunal, el argumento de IEMS de que el “*mejor enfoque*” es evaluar las piscinas de lodo “*a través de los métodos analíticos empleados para la contaminación del suelo*”, dado que la prueba de lixiviado se limita a seis meses según la Tabla 7, es poco convincente.<sup>1598</sup> IEMS explica que “*si se extraen muestras después de varios años de estar enterradas y expuestas a la filtración de aguas pluviales, las fracciones móviles de contaminantes ya se habrán lixiviado*” y, en consecuencia, habrán contaminado el suelo circundante.<sup>1599</sup> Por eso, afirma IEMS, “*la recolección de muestras para determinar las fracciones móviles residuales de contaminantes no arrojaría resultados claros sobre si el lodo de perforación debería haberse desechado en la piscina o incluso remediado varios años antes*”.<sup>1600</sup> El Tribunal no considera que este argumento sea convincente, dado que los operadores que deseen hacer uso de las piscinas deben presentar ante las autoridades ecuatorianas los resultados de las tres pruebas de lixiviado conforme a la Tabla 7 durante el proceso de taponamiento de las piscinas. Estas pruebas por lo tanto proporcionan los datos para determinar si las piscinas en cuestión cumplen con las normas aplicables al momento de su taponamiento y poco tiempo después.<sup>1601</sup> Adicionalmente, la Tabla 7 establece tres pruebas de lixiviado en los seis meses posteriores al taponamiento, sin recurrir a otras pruebas.

---

<sup>1598</sup> IEMS IP4, pág. 28.

<sup>1599</sup> *Id.*, pág. 27.

<sup>1600</sup> *Ibid.*

<sup>1601</sup> El Tribunal advierte que Ecuador hizo alusión al reporte de taponamiento de la piscina de Jaguar 9, según el cual la prueba de lixiviado se realizó recién tres años después del taponamiento, en vez de seguir la línea de tiempo especificada en la Tabla 7. Si bien esta deficiencia menoscaba el argumento del Consorcio de ser un operador modelo, no refuta las pruebas del Consorcio de que las piscinas en cuestión cumplen con criterios normativos, que Ecuador sólo pudo haber logrado mediante el análisis de las piscinas correspondientes en virtud de la Tabla 7. Véanse: Réplica, ¶ 39(d); IEMS IP4, pág. 33. IEMS mencionó, asimismo, a Oso 3, Oso 9 y Oso A como ejemplos en donde la prueba de lixiviado no se ajustó a la Tabla 7. IEMS IP4, pág. 33. Con respecto a Oso 3 y Oso A, citados por IEMS como otros ejemplos en que el Consorcio monitoreó las piscinas en los años 2007 y 2008, el Tribunal advierte que IEMS no leyó los reportes de taponamiento de estas piscinas y que, por lo tanto, es hipotético que el Consorcio haya incumplido los requisitos temporales de la Tabla 7 durante el proceso de taponamiento de las piscinas o que haya realizado tareas adicionales de monitoreo en los años 2007 y 2008. El Tribunal tiene en cuenta además que, cuando se le preguntó acerca de las

785. En cuanto a la verdadera metodología para la prueba de lixiviados, el Anexo 5 del RAOHE establece que el método analítico aplicable es el Método USEPA 1311 TCLP (procedimiento de lixiviado característico de toxicidad), con una nota al pie en la que se contemplan procedimientos equivalentes.<sup>1602</sup> GSI llevó a cabo su análisis de lixiviados a través del método TCLP y del Método USEPA 1312 SPLP (procedimiento de lixiviación por precipitación sintética), que, según alega RPS, no es equivalente al TCLP puesto que el TCLP calcula “*la movilidad potencial de los materiales colocados en rellenos*”, en tanto el SPLP se utiliza para “*determinar el potencial de lixiviación de sustancias químicas presentes en suelos contaminados*”.<sup>1603</sup> El Tribunal puede prescindir de entrar en esta discusión, dado que GSI aportó resultados analíticos mediante ambos métodos,<sup>1604</sup> es decir, el TCLP y el SPLP, y el propio Consorcio llevó a cabo anteriormente pruebas de lixiviado aplicando el método TCLP.<sup>1605</sup> Por ende, el Tribunal se basará en los resultados obtenidos a través del método TCLP.

### 5.3.6. Piscinas con o sin impermeabilización

786. El párrafo de apertura de la Tabla 7 dispone que las piscinas de lodo deben cumplir los límites permisibles que se indican en la tabla “dependiendo de si el sitio de disposición final [es decir, la piscina,] cuenta con una impermeabilización de la base o no”.<sup>1606</sup> De esta manera, la Tabla 7 se divide en dos partes: la Tabla 7a para piscinas sin revestimiento y la Tabla 7b para piscinas con revestimiento.

787. GSI considera que la Tabla 7b se aplica en todos los casos ya que, en su opinión, todas las piscinas de los Bloques tienen una base de arcilla que efectivamente funciona como revestimiento natural.<sup>1607</sup> El Tribunal no está de acuerdo; entiende

---

piscinas de Oso 9, el Sr. Saltos admitió en la Audiencia que en algunos casos el Consorcio no cumplió con el procedimiento de monitoreo de la Tabla 7, tal como lo demuestra el siguiente extracto: “P: [...] hace una referencia al anexo que aplica la Tabla 7B del RAOHE. Me llamó la atención que no hay prueba de seis meses, señor Saltos. ¿Usted sabe por qué? R: Sí, en algunos casos en realidad no hay pruebas de seis meses. Errores que cometíamos”. El Tribunal considerará las piscinas de Oso 9 *infra*. Véanse: Tr. (Día 4) (ESP), 1423:14-21 (Contrainterrogatorio, Saltos); R-EPA, ¶¶ 479-480.

<sup>1602</sup> GSI IP1, pág. 104. Véase, asimismo: RPS IP2, pág. 81.

<sup>1603</sup> RPS IP2, pág. 81.

<sup>1604</sup> GSI IP1, Ap. D, Tabla D.12A.

<sup>1605</sup> Véase, por ejemplo, el Reporte de taponamiento de piscinas de Coca 19, octubre de 2004, págs. 6-10 (**Anexo E-337**).

<sup>1606</sup> RAHOE, Anexo 2, Tabla 7 (**Anexo EL-174**).

<sup>1607</sup> Véase, por ejemplo, el testimonio de GSI en Coca 8: “P: ¿La piscina tiene algún revestimiento? [...] R: Sí. La piscina se construyó en el año 1991. Tiene un revestimiento de arcilla por debajo. Es el suelo en el que estamos parados. Puede percibir su baja porosidad porque es fangoso.

que la Tabla 7b se refiere a revestimientos sintéticos impermeables (como las geomembranas) y no a suelos naturales con alto grado de impermeabilidad, como los suelos arcillosos. Ello mismo parece ser el entendimiento del testigo de Burlington, el Sr. Saltos, que trabajó en los Bloques desde el año 1995 y estuvo a cargo de la seguridad ambiental e industrial.<sup>1608</sup>

788. Es lógico que se apliquen estándares más estrictos a las piscinas sin revestimiento conforme a la Tabla 7a, por contraposición a la Tabla 7b, si se reconoce que los desprendimientos de taludes o las raíces subterráneas pueden perforar los suelos subsuperficiales.<sup>1609</sup> En general, las piscinas de lodo tienen una profundidad de 3 a 4 metros<sup>1610</sup> y, en consecuencia, pueden entrar en contacto con el agua subterránea;<sup>1611</sup> algunas piscinas se encuentran en suelos arenosos no arcillosos (como Payamino 14/20/24 y Coca CPF/Coca 2).<sup>1612</sup> Por último, existe material probatorio en el expediente mostrando que el Consorcio también analizó varias de

---

*[...] Es exactamente el tipo de suelo que se usa para rellenar [sic] piscinas y estanques en todo el mundo, y es el tipo de revestimiento que tiene. La piscina no pierde".* Tr. Visita del Sitio (Día 2) (ENG), 118:1-10 (Tribunal, Connor en Coca 8). Véase, de modo similar: GSI IP1, pág. 17, ¶ 21; Tr. Visita del Sitio (Día 4) (ENG), 19:17-20 (Tribunal, Connor en Gacela 2).

<sup>1608</sup> En referencia a Oso 9, el Sr. Saltos declaró que las piscinas se analizaron en función de la Tabla 7a en casos en que se había alterado el estado de la geomembrana: "P: Pero, ¿todas las de Oso 9 están con geo-membrana? R: Sí. Se colocaron geo-membranas. Ahora, si durante la operación en determinado momento se alteró la condición de la geo-membrana, puede haber ocurrido. Y en esos casos específicos había la opción de utilizar la Tabla 7A. ¿Por qué? Porque no era obligación instalar geo-membrana. La Tabla 7A y 7B dice: con impermeabilización y sin impermeabilización". Tr. (Día 4) (ESP), 1420:5-14 (Contrainterrogatorio, Saltos). Véase, asimismo: Saltos DT1, ¶ 177.

<sup>1609</sup> R-EPVS, ¶ 174.

<sup>1610</sup> Por ejemplo, Perenco brindó la siguiente información a la DINAPA en el año 2007 con respecto a la plataforma Oso A: "En la plataforma Oso A y en relación al sistema de piscinas, las características hidro-geológicas del sector no han sido favorables a razón del niveles freático existente; es decir, de la profundidad inicial prevista de 4-50 metros se ha tenido que reducir a 3 metros (reducción del 40% de capacidad)". Carta de fecha 17 de octubre de 2007 de Eric D'Argenté (Perenco) a Consuelo Hernández (DINAPA), pág. 1 (**Anexo CE-CC-142**); Alegato de Cierre de Ecuador, Diapositiva 146.

<sup>1611</sup> Por ejemplo, el Sr. Saltos confirmó que el nivel freático en los Bloques se encontraba entre 1 y 3 metros de profundidad. Tr. (Día 4) (ESP), 1321:14-18 (Contrainterrogatorio, Saltos); Alegato de Cierre de Ecuador, Diapositiva 146.

<sup>1612</sup> Alegato de Cierre de Ecuador, Diapositivas 150-153, en referencia a: GSI IP1, Figura L.23.7 y Adj. L.23.D.1 (para Payamino 14/20/24) y GSI IP2, Ap. L.02 (para Coca CPF/Coca 2). Véase, asimismo: Tr.(Día 4) (ESP), 1081:3-11 (Interrogatorio Directo, Crouch). Véase, asimismo: Presentación de Apertura de RPS, Diapositiva 38. Ecuador mencionó, asimismo, el Estudio de Impacto Ambiental de 1991 para Gacela 1, y explicó que la "escasa densidad del suelo" permite "filtraciones importantes". EIA Gacela 1, febrero de 1991, págs. 25-26 (**Anexo CE-CC-428**). También: Alegato de Cierre de Ecuador, Diapositiva 154.

sus piscinas en relación con la Tabla 7a, tal como lo demuestran, por ejemplo, los informes de taponamiento de piscinas de Coca 19 y Jaguar 9.<sup>1613</sup>

789. En consecuencia, el Tribunal concluye que las muestras de lixiviado deben probarse con arreglo a la Tabla 7b si provienen de piscinas con revestimiento sintético o geomembrana, a menos que se demuestre que el revestimiento es defectuoso. En este último caso, las muestras deben probarse con arreglo a la Tabla 7a. En caso de duda en este sentido, el Tribunal considera racional y apropiado recurrir a los estándares más preservadores del medio ambiente de la Tabla 7a.

### 5.3.7. Metodología de remediación y costo

790. Para el caso de piscinas que contengan crudo intemperizado o que hayan sido mal manejadas, el Artículo 59 del RAOHE dispone que el crudo que no pueda recuperarse será tratado bien sea en la propia piscina o *ex situ*, preferentemente mediante biorremediación.<sup>1614</sup> Asimismo, establece que una vez evacuado el crudo y tratados el suelo y las paredes de la piscina conforme a la Tabla 6, se rehabilitará el sitio.<sup>1615</sup> Los desechos sólidos encontrados en la piscina deben desecharse temporalmente en piscinas con geomembrana que cuenten con un sistema de recolección y control de lixiviados, en tanto los desechos sólidos inorgánicos serán tratados y reciclados *ex situ*.<sup>1616</sup>
791. En aplicación del Artículo 59, el Tribunal adoptará la biorremediación *ex situ* para calcular los costos de remediación. Al hacerlo, aplicará el mismo costo de remediación unitario aplicable al suelo regular, es decir, USD 300/m<sup>3</sup>, dado que las Partes no propusieron ninguna cotización específica en relación con la remediación de piscinas.

### 5.3.8. Evaluación de piscinas de lodo en los Bloques

792. Ecuador alega, esencialmente, que todas las piscinas de los Bloques requieren remediación (excepto las piscinas construidas por Petroamazonas con posterioridad al mes de julio de 2009), en tanto Burlington afirma que no es necesario remediar

---

<sup>1613</sup> GSI IP1, Ap. B, págs. 28, 32-34; IEMS IP4, Adj. 11, pág. 6.

<sup>1614</sup> RAOHE, Artículo 59(a.3) (**Anexo EL-174**).

<sup>1615</sup> *Id.*, Artículo 59(a.5).

<sup>1616</sup> *Id.*, Artículo 59(a.6).

piscina alguna.<sup>1617</sup> El Tribunal necesita entonces analizar los resultados de las muestras extraídas por las Partes. En este sentido, advierte que las Partes discrepan en cuanto a la cantidad real de piscinas en los Bloques (226 para Ecuador<sup>1618</sup> contra 156 para Burlington).<sup>1619</sup> Cualesquiera el caso, la cifra total no parece ser relevante a la luz de la toma de muestras que efectuaron ambas Partes.

793. IEMS tomó muestras de piscinas de lodo en 37 sitios dentro y fuera de la plataforma (32 en el Bloque 7 y 5 en el Bloque 21), y analizó un total de 488 muestras de piscinas<sup>1620</sup> y 126 muestras del suelo alrededor de las piscinas de lodo.<sup>1621</sup> Por su parte, GSI recolectó 28 muestras en 20 piscinas taponadas de 16 plataformas distintas, de las cuales 11 son muestras de lixiviados (incluidas 2 muestras duplicadas) tomadas en siete sitios (Coca 15, Lobo 3, Oso 9, Payamino 14/20/24, Yuralpa Pad A, Pad F y Pad G).<sup>1622</sup> Las otras muestras de GSI provienen de una capa de 30 cm de suelo limpio cubriendo las piscinas de lodo.<sup>1623</sup>
794. Dado que las piscinas de lodo deben analizarse con arreglo a la Tabla 7, tal como resolvió el Tribunal *supra*, y dado que IEMS analizó sus muestras exclusivamente con arreglo a la Tabla 6, el Tribunal no puede considerar las muestras de IEMS a

---

<sup>1617</sup> GSI IP2, pág. 10, Anexo Documental 3.

<sup>1618</sup> Réplica, ¶ 454; Alegato de Apertura de Ecuador, Diapositiva 80; Alegato de Apertura de Ecuador, Anexo Demostrativo 2, Cronograma de piscinas de lodo de los Bloques 7 y 21 hasta el año 2009 (**Anexo E-563**).

<sup>1619</sup> GSI IP1, Ap. B.5; GSI IP2, Ap. B.5. Véase, asimismo: R-EPVS, ¶ 83.

<sup>1620</sup> IEMS IP4, pág. 29 y Adj. 10.1. Un análisis de los datos de GSI revela que GSI sostenía que IEMS recolectó muestras de piscinas en 47 sitios, a saber: Coca 1, 2/CPF, 4, 6, 8, 10/16, 11, 13, 15, 18/19, Payamino 2/8, 3, 4, 5, 10, 13, 14/20/24, 15, 16, 19, Relleno Sanitario de Payamino, Punino, Cóndor Norte, Gacela 2, 4, 5, Jaguar 1, 2, 3, 7/8, 9, Lobo 3, Mono 10, Mono Sur, Oso 3, Oso 9, Oso A, Oso CPF, Chonta, Dayuno, Nemoca, Sumino, Yuralpa Pad A, Pad B, Pad E, Pad G y Relleno Sanitario de Yuralpa. Véase: GSI IP1, Ap. L. Además, parece ser que IEMS sugirió durante la Visita del Sitio que el Área 2M de Mono CPF era una piscina, si bien Ecuador no alegó que así fuera. Tr. Visita del Sitio (Día 3) (Original), 108:12-14 (Tribunal, Chaves en Área 3MT en Mono CPF): "Y la topografía ustedes la ven: viene de caída. El flujo de la contaminación viene de eso que es una piscina, porque los registros ...". Por su parte, Burlington alegó que la contaminación en el Área 2M fue producto de descargas de lodo en el año 1989: "*¿Cómo llegó aquí? Sabemos exactamente cómo llegó aquí. En 1989, cuando BP perforó el pozo de Mono 1 que está al oriente de la plataforma, en esos días no se construían piscinas de lodo. Aún no eran requeridas y la práctica de BP en esos días, en 1989, era simplemente descargar el lodo de perforación, el lodo de perforación con barío fuera de la plataforma*". Tr. Visita del Sitio (Día 3) (ENG), 95:3-9 (Presentación de la Sra. Renfroe en el Área 3MT de Mono CPF).

<sup>1621</sup> IEMS IP4, pág. 29 y Adj. 10.2.

<sup>1622</sup> GSI IP1, pág. 104 y Ap. D, Tabla D.12A. GSI también analizó piscinas de lodo construidas por Petroamazonas en Yuralpa Pad F y Pad G. GSI IP1, pág. 105 y Ap. D, Tabla D.12B. Véase, asimismo: IEMS IP4, pág. 30.

<sup>1623</sup> Véase, por ejemplo: GSI IP1, Ap. L, Tablas L.2.3 (Coca CPF), L.6.3 (Coca 8), L.12.3 (Coca 15), L.13.3 (Coca 18/19), L.15.3 (Payamino 2/8), L.23.3 (Payamino 14/20/24), y L.54.3 (Oso 9).

efectos de determinar el estado de las piscinas conforme a la Tabla 7. En efecto, las Partes están de acuerdo que los valores proporcionados por ambas tablas son incompatibles y no pueden intercambiarse.<sup>1624</sup> Por lo tanto, el uso de los datos de las piscinas de lodo de IEMS se limita a determinar si las piscinas contienen crudo.

795. A falta de datos relevantes sobre el estado de la mayoría de las piscinas, el Tribunal se centrará en las instancias específicas en que Ecuador alegó que el daño ambiental fue consecuencia de un manejo defectuoso o inapropiado de las piscinas de lodo. El análisis consistirá, en primer lugar, en determinar si las piscinas de lodo que contienen crudo intemperizado requieren remediación, para luego evaluar la posición con respecto a las piscinas supuestamente mal manejadas. Por último, el Tribunal analizará las pruebas de lixiviado de GSI y determinará si estas requieren remediación.

**a. Piscinas con crudo intemperizado**

796. El Artículo 59 no responde a la pregunta de qué valor de TPH en las piscinas requiere remediación. Para el Tribunal, es claro que los valores relativamente bajos de TPH no ameritan remediación, es decir, los valores que se ubican dentro de los límites permisibles para suelo regular conforme a la Tabla 6. Además, el Tribunal advierte que los operadores anteriores estaban sujetos a criterios contractuales de remediación establecidos en  $\text{TPH} < 1\%$ , correspondientes a  $10.000 \text{ mg/kg TPH}$ .<sup>1625</sup> Las Partes no articularon ningún valor específico, a pesar de que Ecuador consideró que todas las piscinas deben remediarse de acuerdo con criterios de conservación del ecosistema; lo cual no puede ser correcto si las piscinas de lodo contienen desechos industriales. Ante la falta de especificación en los CP y en vista del desarrollo de estándares de mayor protección ambiental, el Tribunal considera razonable recurrir al límite de  $4000 \text{ mg/kg}$  establecido en la Tabla 6 para tierra industrial.

797. Sobre dicha base, en función de los datos de muestreo de IEMS,<sup>1626</sup> el Tribunal identificó valores altos de TPH en piscinas ubicadas en los siguientes sitios:

---

<sup>1624</sup> Burlington indicó que “*dado que la metodología de las dos tablas es tan diferente, no es posible intercambiar datos tomados para la evaluación en función de una tabla por datos legibles a los fines de la otra*”. CMCC, ¶ 324. Ecuador respondió que “[l]o último es, de hecho, correcto”. Réplica, ¶ 303.

<sup>1625</sup> GSI IP2, Ap. B.6 (por ejemplo, Coca 4, Payamino 5, Chonta 1, Sumino 1, Nemoca 1, Yuralpa Centro 2, Coca 15 y Payamino 23).

<sup>1626</sup> En particular: IEMS IP4, Adj. 10.1.

Coca 2,<sup>1627</sup> Coca 8,<sup>1628</sup> Jaguar 2,<sup>1629</sup> Mono 10,<sup>1630</sup> Oso 9,<sup>1631</sup> Estación de Transferencia de Residuos/Relleno Sanitario de Payamino,<sup>1632</sup> Payamino 5,<sup>1633</sup> y Dayuno.<sup>1634</sup>

<sup>1627</sup> En Coca 2, las siguientes muestras de piscinas presentan excedencias de TPH: 7-COC02-SDB4-R (0,5-0,7) m (7320,36 mg/kg); 7-COC02-SDB4-R (0,3-0,4) m (6728,45 mg/kg). IEMS IP4, Adj. 10.2, pág. 1; GSI IP1, Ap. L, Tabla L.2.1.

<sup>1628</sup> En Coca 8, las siguientes muestras de piscinas presentan excedencias de TPH: 7-COC-08-N7-MS-F-2.2 (92.930 mg/kg), 7-COC-08-N7-MS-F-1.5 (103.140 mg/kg), 7-COC-08-N7-MS-D-0.5 (6959,9 mg/kg), y 7-COC-08-TE-101-(1,5-1,7) (9461 mg/kg). IEMS IP4, Adj. 10.1, págs. 3-4; GSI IP1, Ap. L, Tabla L.6.1. El Tribunal advierte que Ecuador no cuestionó la afirmación de GSI de que la muestra TE-101-(1,5-1,7) se encuentra ubicada en la piscina. Véase: GSI IP2, Ap. D, Tabla D.3, pág. 6.

<sup>1629</sup> En Jaguar 2, la siguiente muestra de piscina presentan excedencias de TPH: 7-JAG-2-N3-MS-A-1,5 (7912 mg/kg). IEMS IP4, Adj. 10.1, pág. 11; GSI IP1, Ap. L, Tabla L.40.1, pág. 3.

<sup>1630</sup> En Mono 10, las siguientes muestras de piscinas presentan excedencias de TPH: 7-MON-10-N3-MS-A-1,0 (4721 mg/kg). IEMS IP4, Adj. 10.1, pág. 16; GSI IP1, Ap. L, Tabla L.49.1, pág. 2.

<sup>1631</sup> En Oso 9, las siguientes muestras de piscinas presentan excedencias de TPH: 07-OSO09-SDD3-R(1,4-1,6)m (4020 mg/kg); 07-CPFOS-SDB6-R(2,2-2,4) (4084 mg/kg); 07-CPFOS-SDC5-R(2,5-2,7)m (4559 mg/kg); 07-OSO09-SDC8-R(1,5-1,7)m (4617 mg/kg); 07-COF05-SDA3-R(1,5-1,7)m (5599,4 mg/kg); 07-CPFOS-SDC7-R(2,5-2,7)m (6106 mg/kg); 07-CPFOS-SDC3-R(2,5-2,7)m (6855 mg/kg); 07-CPFOS-SDC4-R(2,5-2,7)m (8081 mg/kg); 07-CPF05-SDF1-R(2,5-2,7)m (9320,6 mg/kg); 07-OSO09-SDD3-R(2,5-2,7)m (9604 mg/kg); 07-CPFOS-SDB5-R(2,4-2,6m (10.176 mg/kg); 07-OSO09-SW05-R(1,0-1,2)m (10.598 mg/kg); 07-CPFOS-SDB4-R(1,4-1,6)m (11.916 mg/kg); 07-OSO09-SDD4-R(1,5-1,8)m (11.920 mg/kg); 07-OSO09-SDE6-R(1,8-2,0)m (15.774 mg/kg); 07-OSO09-SDD2-R(1,5-1,7)m (18.596 mg/kg); 07-OSO09-SDD2-R(1,8-2,0)m (29.701 mg/kg). IEMS IP4, Adj. 10.1, págs. 25-26; GSI IP1, Ap. Otras muestras de IEMS en las que se detectan excedencias de TPH, pero sin coordinadas y ubicadas por GSI en las piscinas de Oso 9, son: 07-OSO09-SDX2-R (1,5-1,8) m (54.878 mg/kg) y 07-OSO09-SDY-2-R (2,0-2,2) m (4026 mg/kg). Por último, GSI identificó las siguientes muestras de IEMS como muestras de piscinas: MS-OSO-C1-9,1-2,3 (10.165 mg/kg); 07-OSO09-SDD2-R (1,5-1,7) m (18.596 mg/kg); y 07-OSO09-SDD2-R (1,8-2,0) m (29.701 mg/kg). Véase: GSI IP1, Ap. L, Tabla L.54.1.

<sup>1632</sup> En la Estación de Transferencia/Relleno Sanitario de Payamino, la siguiente muestra de piscina presenta excedencia de TPH: 7-PAY-RES-999-MS-D-3,5 (5956 mg/kg). IEMS IP4, Adj. 10.1, pág. 31. Además, GSI indicó que IEMS situó incorrectamente las siguientes muestras con altos niveles de TPH, que en realidad se encuentran en las piscinas al extremo sudeste de la plataforma: 7-PAY-RES-999-MS-A-1,5M (4934 mg/kg); 7-PAY-RES-999-MS-A-2,5M (4759 mg/kg); 7-PAY-RES-999-MS-C-2,5 (91.207 mg/kg). Según GSI, *“el personal de GSI inspeccionó el área y encontró varias perforaciones en el suelo abandonadas en la porción sur de la plataforma. En las áreas definidas por las coordenadas del Anexo I [de IEMS], no había pruebas de perforaciones”,* y agregó que *“las ubicaciones de perforaciones corregidas coinciden con las ubicaciones de perforaciones de IEMS que el personal de GSI identificó en el campo. Estas ubicaciones corregidas también coinciden con la descripción de las ubicaciones de muestras del Anexo C [de IEMS]”.* Véase: GSI IP1, Ap. D, Anexo D.2, pág. 32 y Ap. L, Figura L.30.3. Si bien IEMS efectuó algunas correcciones en su cuarto reporte, IEMS no parece haber respondido a las explicaciones concretas de GSI acerca del Relleno Sanitario. Véase: IEMS IP4, págs. 108-109 y Tabla 2. En vista de las explicaciones de GSI sobre las perforaciones y la falta de respuesta por parte de IEMS, el Tribunal está convencido de que las muestras se sitúan en las dos piscinas.

<sup>1633</sup> En Payamino 5, las siguientes muestras de piscinas presentan excedencias de TPH: 7-PAY-5-156-MS-F-2,1 (22.850 mg/kg); 7-PAY-5-156-MS-G-2,1 (49.729 mg/kg); 7-PAY-5-156-MS-G-0,5 (8687,4 mg/kg); 7-PAY-5-156-MS-G-1,5 (17.430 mg/kg); 7-PAY-5-156-MS-H-1,5 (13.294 mg/kg); 7-PAY-5-156-MS-D-1,1 (14.256,49 mg/kg). IEMS IP4, Adj. 10.1, pág. 36 y Adj. 10.2,

798. Todos los pozos de estos sitios fueron perforados por operadores anteriores, excepto Oso 9, el cual fue perforado por el Consorcio en el mes de septiembre de 2005.<sup>1635</sup> Con respecto a Oso 9, el Tribunal advierte que las piscinas del Consorcio presentan altos niveles de TPH, y que en algunos casos superan los 54.000 mg/kg.<sup>1636</sup> También es indiscutible que el Consorcio utilizó las piscinas de la Estación de Transferencia de Residuos/Relleno Sanitario de Payamino, por lo cual se justifica la remediación en ese sitio. Sin embargo, salvo Oso 9 y la Estación de Transferencia de Residuos/Relleno Sanitario de Payamino, la Demandada no alegó que el Consorcio haya reutilizado las piscinas de los otros sitios recién referidos.
799. Durante la Visita del Sitio, el Tribunal también tuvo la oportunidad de observar los grandes árboles y demás vegetación que cubrían las piscinas de Coca 8 al sur de la plataforma, lo cual parece confirmar que el Consorcio no reabrió ni reutilizó estas piscinas. En virtud de lo anterior, Tribunal desestimar la reclamación de Ecuador de remediación de TPH en las piscinas de lodo, salvo respecto de las piscinas con TPH en Oso 9 y en la Estación de Transferencia de Residuos/Relleno Sanitario de Payamino, las cuales deben remediarse en su totalidad.
800. Con respecto a Oso 9, el análisis de la ubicación de los puntos de excedencia revela que, las cinco piscinas centrales en el área principal de piscinas inmediatamente al sur de la plataforma, presentan excedencias de TPH. En consecuencia, las cinco piscinas deben remediarse *ex situ*. Las dimensiones de las cinco piscinas son idénticas (aproximadamente, 53 x 14 metros), lo que equivale a

---

pág. 12; GSI IP1, Ap. L, Tabla L.30.1. El Tribunal advierte que Ecuador no cuestionó el alegato de GSI de que la muestra 7-PAY-5-156-MS-D-1,1 se sitúa en la piscina. Véase: GSI IP1, Ap. L, Tabla L.18.1.

<sup>1634</sup> En Dayuno, las siguientes muestras de piscinas presentan excedencias de TPH: 21-DAY01-SDD1-R (0,0-0,2) m (32.791 mg/kg); 21-DAY01-SDDO-R (0,0-0,2) m (30.932 mg/kg); 21-DAY01-SDD1-R (1,4-1,6) m (38.310 mg/kg). IEMS IP4, Adj. 10.1, pág. 39; GSI IP1, Ap. L, Tabla L.59.1.

<sup>1635</sup> La perforación de Coca 2 estuvo a cargo de CEPE en el mes de diciembre de 1988, aunque las Partes desconocen la fecha de taponamiento de la piscina. La perforación de Coca 8 estuvo a cargo de Petroproducción en el mes de agosto de 1991, aunque se desconoce la fecha de taponamiento de la piscina. La perforación de Jaguar 2 estuvo a cargo de PB en el mes de diciembre de 1988, aunque se desconoce la fecha de taponamiento de la piscina. La perforación de Mono 10 estuvo a cargo de Oryx en el mes de enero de 1997, aunque se desconoce la fecha de taponamiento de la piscina (de Mono 10 y Mono 12). La perforación de Payamino 5 estuvo a cargo de Oryx en el mes de diciembre de 1991, y si bien se desconoce la fecha original de taponamiento, las tres piscinas taponadas que contenían lodo a base de petróleo se remediaron en el año 1997. La perforación de Dayuno estuvo a cargo de Esso Hispanoil en el mes de noviembre de 1987, aunque se desconoce la fecha de taponamiento de la piscina. Véase: GSI IP2, Ap. B.5; Alegato de Apertura de Ecuador, Anexo Demostrativo 2, Cronograma de piscinas de lodo en los Bloques 7 y 21 hasta el año 2009 (**Anexo E-563**).

<sup>1636</sup> Véase nota al pie 16311 *supra*. Véase, asimismo: R-EPA, ¶ 479.

un área impactada por piscina de 742 m<sup>2</sup> y, con una profundidad de 5 metros, un volumen total de suelo de 3710 m<sup>3</sup> por piscina.<sup>1637</sup> Por ende, el volumen total de suelo en las cinco piscinas que requiere remediación en ese sitio es de 18.550 m<sup>3</sup>, lo que equivale a un costo total de remediación de **USD 5.565.000**.

801. En cuanto al Relleno Sanitario de Payamino, se deben remediar dos piscinas de hasta 5 metros de profundidad. La primera cuenta con un área impactada de 720 m<sup>2</sup> (40 x 18 metros) y un volumen total de suelo de 3600 m<sup>3</sup>. La segunda cuenta con un área impactada de 630 m<sup>2</sup> y un volumen total de suelo de 3.150 m<sup>3</sup> (35 x 18 metros). Ello equivale a un volumen total de 6.750 m<sup>3</sup> objeto de remediación, y un costo total de **USD 2.025.000**.
802. Al analizar los datos de muestreo de IEMS, el Tribunal advirtió que GSI señala que varias muestras de IEMS son inapropiadas y, en realidad, provienen de piscinas,<sup>1638</sup> algo que Ecuador no cuestionó.<sup>1639</sup> Este es el caso de los siguientes sitios en los que se identifican valores elevados de TPH: Gacela 2,<sup>1640</sup> Punino,<sup>1641</sup> y Oso CPF.<sup>1642</sup> De nuevo, todas estas piscinas fueron construidas por operadores

---

<sup>1637</sup> El Tribunal optó por una profundidad de 5 metros en vista de la explicación de Perenco de que transfirieron el lodo de Oso A a Oso 9 justamente porque la profundidad de Oso A sólo podía ajustarse a 3 metros debido al nivel freático en lugar de los 4,5 metros contemplados inicialmente. Véase: Carta de fecha 17 de octubre de 2007 de Eric D'Argenté (Perenco) a Consuelo Hernández (DINAPA) (**Anexo CE-CC-142**). Véase, asimismo: Saltos DT1, ¶ 184.

<sup>1638</sup> Véase, en particular: GSI IP1, Ap. D, Anexo D.2.

<sup>1639</sup> IEMS IP4, págs. 108-109 y Tabla 2.

<sup>1640</sup> Este es el caso de la muestra MS-GAC-C1-2,1-1, que presenta un nivel de TPH de 34.907 mg/kg. El Tribunal advierte que otras dos muestras al este de la piscina presentan niveles elevados de TPH (a saber, 07-GAC02-SDA2-R (1,0-1,2) m y 07-GAC02-SDA3-R (0,5-0,7) m). El Tribunal considera estas excedencias en su análisis de contaminación de suelo regular conforme a la Tabla 6 del RAOHE (véase nota al pie 12344 *supra*). Véase, asimismo: GSI IP1, Ap. D, Anexo D.2, pág. 11.

<sup>1641</sup> Este es el caso de la muestra 7-PUN-01-71-MS-H-3,0 con un nivel de TPH de 6590 mg/kg. Las Partes coinciden que el pozo de Punino se perforó en el año 1990 y que el sitio tiene una piscina taponada al norte de la plataforma. Véase: GSI IP1, Ap. L, Tabla L.31.1 y Figura L.31.3. El Tribunal advierte que la muestra MS-H no se encuentra identificada en el mapa de la Figura L.31.3, pero está convencido de que se sitúa en la piscina en función del ID de la muestra (71-MS). IEMS IP4, Adj. 10.1 (no incluye ninguna referencia a muestras de piscinas extraídas en Punino).

<sup>1642</sup> Este es el caso de la muestra 07-CPFOS-SDB8-R (2,1-2,3) m con un nivel de TPH de 8789 mg/kg y la muestra 07-CPFOS-SDZ5-R (2,5-2,7) m con un nivel de TPH de 7005 mg/kg. Véase: GSI IP1, Ap. L, Tabla L.56.1. Las locaciones de muestreo no se identifican en la Figura L.56.3.

anteriores<sup>1643</sup> y Ecuador no alegó que fueron reutilizadas por el Consorcio.<sup>1644</sup> Por ende, el Consorcio no está obligado a remediar estas piscinas.

**b. Piscinas mal manejadas**

803. El Tribunal procede ahora a analizar el alegato de Ecuador sobre el manejo deficiente de las piscinas. En particular, analizará si hay pruebas acerca de la filtración de contenido de las piscinas en el entorno circundante. Ecuador alude a las siguientes pruebas para respaldar su alegato. En primer lugar, los Sres. Andrade y Ramírez, ambos miembros del personal del Consorcio, declararon que varias personas presentaron quejas por verse afectadas por filtraciones de piscinas en Coca 4, Oso A, Gacela 2 y Payamino 1.<sup>1645</sup> En segundo lugar, el Sr. Saltos admitió que la piscina de Waponi-Ocatoe colapsó en el año 2003 y que la piscina de Cóndor Norte colapsó parcialmente en el año 2006.<sup>1646</sup> En tercer lugar, GSI declaró que se halló una contaminación relacionada con anteriores descargas de lodo de perforación en dos áreas al este de Mono CPF.<sup>1647</sup> En cuarto lugar, IEMS indicó que las piscinas de Payamino 2/8 se encuentran perforadas por raíces y presentan filtraciones.<sup>1648</sup> En quinto lugar, GSI admitió que los lodos de perforación se extienden hasta el sur de la piscina taponada en Coca 8.<sup>1649</sup> En sexto lugar, Ecuador también alega que las piscinas en Coca 18/19 están emanando sus contenidos y que la piscina en Mono 10/12 presenta lixiviados.<sup>1650</sup>
804. El Tribunal comenzará por tratar los presuntos lixiviados de las piscinas de Coca 4, Payamino 1, Oso A y Gacela 2.

---

<sup>1643</sup> La perforación de Gacela 2A estuvo a cargo de Oryx en el año 1992 con lodos a base de petróleo, y Gacela 2B en el año 1997. Las piscinas de Gacela 2 se taponaron en el año 1998. La perforación de Punino estuvo a cargo de Petroproducción en el año 1990 y la fecha de taponamiento de la piscina se desconoce. La perforación de Oso 1/CPF se llevó a cabo en el año 1970 según GSI y, según Ecuador, estuvo a cargo de BP en el año 1988; las fechas de taponamiento de las 3 piscinas se desconocen. Véanse: GSI IP2, Ap. B.5; Alegato de Apertura de Ecuador, Anexo Demostrativo 2, Cronograma de piscinas de lodo en los Bloques 7 y 21 hasta el año 2009 (**Anexo E-563**).

<sup>1644</sup> No obstante, Ecuador remarcó que el Sr. Saltos admitió que Oso 1 era una piscina en *stand by* que el Consorcio puso en funcionamiento tras una serie de tareas de reacondicionamiento. Sin embargo, no hay pruebas mostrando que el Consorcio reabrió la piscina Oso 1/CPF. Véase: Tr. (Día 4) (ESP), 1298:8-9 (Contrainterrogatorio, Saltos); R-EPVS, ¶ 198.

<sup>1645</sup> R-EPA, ¶ 482(a).

<sup>1646</sup> *Id.*, ¶ 482(b).

<sup>1647</sup> *Id.*, ¶ 482(c).

<sup>1648</sup> *Id.*, ¶ 482(e).

<sup>1649</sup> *Id.*, ¶ 482(d).

<sup>1650</sup> Réplica, ¶ 195(ii); R-EPA, ¶ 482(f).

805. Con respecto a Coca 4 y Oso A, Ecuador no proporcionó datos específicos sobre las quejas mencionadas por los Sres. Andrade y Ramírez, y no hay otros elementos que confirmen los lixiviados de las piscinas de lodo de Coca 4 y Oso A. Coca 4 tiene dos piscinas e IEMS recolectó una muestra de la piscina ubicada al sudeste de la plataforma, sin excedencia alguna incluso conforme a la Tabla 6.<sup>1651</sup> La única excedencia en Coca 4 parecería estar relacionada con el separador de aceite/agua y no con la piscina de lodo, y ello no es motivo para concluir que la piscina en cuestión presenta filtraciones.<sup>1652</sup> De modo similar, IEMS sólo extrajo una muestra de la piscina de Oso A y no aportó ningún dato claro sobre cómo es la supuesta filtración o de dónde proviene.<sup>1653</sup>
806. Con respecto a Gacela 2, el Tribunal advierte que IEMS admitió que el cemento Portland mezclado con lodo de perforación a base de petróleo impide la migración de TPH hacia fuera de la piscina, si bien IEMS destacó que ello no fue el caso respecto metales pesados.<sup>1654</sup> GSI estuvo en desacuerdo con la posición de IEMS de que el cemento Portland no estabiliza los metales pesados,<sup>1655</sup> agregando que la piscina de Gacela 2 también tenía un revestimiento plástico por debajo.<sup>1656</sup> El Tribunal no está convencido de que las excedencias alrededor de la piscina se deban a una filtración de la piscina, en contraposición a otras causas como derrames durante la ejecución de tareas de reacondicionamiento. En particular, Oryx tomó muestras de la piscina de Gacela 2 durante el procedimiento de estabilización y solidificación en el año 1998 y los resultados revelan que los

---

<sup>1651</sup> GSI IP1, Ap. L, Tabla L.3.1 y Figura L.3.3.

<sup>1652</sup> *Ibid.*

<sup>1653</sup> GSI IP1, Ap. L, Tabla L.55.1.

<sup>1654</sup> IEMS dijo lo siguiente: "Cementos Portland. Entonces, lo que hace eso específicamente es trabajar con el asunto del TPH, ¿sí? Más no, sin embargo, se comporta igual con los metales. Y en el mismo estudio, por ejemplo, de taponamiento de estas dos piscinas se habla claramente de que el riesgo puede existir por base de los metales altamente asociados con el TPH, principalmente en este caso cita el caso del vanadio, del plomo, eh, del cadmio; que en el caso del vanadio y cadmio tenemos presencia de contaminaciones en altas significancias en este sitio. Entonces, puede ser muy seguro para el TPH, pero no tal vez para la parte de los metales". Tr. Visita del Sitio (Día 4) (Original), 108:12-14 (Tribunal, Chaves en Gacela 2).

<sup>1655</sup> GSI señaló lo siguiente: "*En el otro caso con el material solidificado, el HTP, el petróleo y los metales que estén allí se hallan firmemente estabilizados. Les daré un punto de vista muy opuesto al ofrecido por el señor Chaves de que el cemento retiene completamente los metales debido a que el cemento Portland contiene silicato de aluminio y otros agentes que los atraen y los agrupan. Los metales no se escapan de ese material*". Tr. Visita del Sitio (Día 4) (ENG), 19:21-27 (Tribunal, Connor en Gacela 2).

<sup>1656</sup> Tr. Visita del Sitio (Día 4) (ENG), 21:6-9 (Tribunal, Connor en Gacela 2).

metales pesados se fijaron correctamente en la mezcla.<sup>1657</sup> Este procedimiento también contó con la aprobación de las autoridades ecuatorianas.<sup>1658</sup> Más importante aun, el Tribunal advierte que IEMS no aportó pruebas sugiriendo que la piscina está mal construida, o un análisis de la estructura de la piscina demostrando que existe una filtración. Por consiguiente, el Tribunal desestima las pretensiones de Ecuador de remediación de las piscinas de Gacela 2.

807. Con respecto a Payamino 1, y dejando de lado la piscina de reacondicionamiento no declarada en el Área 2M, la cual el Tribunal abordó en su análisis sobre contaminación de suelo regular, el Tribunal observa que la piscina de hormigón sobre la superficie en el Área 1P, inspeccionada durante la Visita del Sitio, fue removida por el operador anterior Oryx en el año 2001.<sup>1659</sup> En consecuencia, no hay problemas de filtraciones de piscinas en Payamino 1, dado que toda excedencia alrededor o debajo de la piscina de hormigón forma parte del análisis de contaminación de suelo regular del Tribunal.
808. En segundo lugar, con respecto a las piscinas colapsadas, el Tribunal comienza su análisis con las piscinas de Waponi-Ocatoe. La perforación de Waponi-Ocatoe estuvo a cargo de Kerr McGee en el año 2000 y Ecuador no sabe si fue operada por el Consorcio.<sup>1660</sup> En el mes de diciembre de 2000, Kerr McGee taponó las tres piscinas de lodo sobre el margen sudeste de la plataforma. Ecuador alegó que las dos piscinas contaban revestimiento, y aunque no pudo brindar información sobre la tercera, agregó que “*el uso de un revestimiento sintético no significa que se haya colocado correctamente o que no esté dañado y que sirva como barrera ‘impermeable’*”.<sup>1661</sup> En la Audiencia, por primera vez, el Sr. Saltos indicó que una

---

<sup>1657</sup> Soil Analytical Services Inc. indicó lo siguiente: “Los valores bajos de aceite y grasa y cloruros obtenidos en las pruebas de lixiviado, y los valores bajos obtenidos para metales pesados en las pruebas de toxicidad EP están relacionados con la calidad de los diseños de mezcla y claramente demuestran la utilidad de la solidificación para el tratamiento y disposición del lodo de perforación “base aceite”. Véase: Taponamiento de piscina de excedentes de perforación de Gacela 2 por Llori Hnos., 1998 (CP-00026749 – 00026922), pág. 98 (**Anexo E-472**). Sobre el Procedimiento de Estabilización y Solidificación de OBM en Gacela 2b, véase: *Id.*, págs. 93-97 y 99-108.

<sup>1658</sup> Véase, por ejemplo, la carta del Ministerio de Energía por la que se aprueba el proceso de solidificación mediante el uso de cemento Portland: Carta de fecha 17 de diciembre de 1997 del Sr. Morillo Villareal (Ministerio de Energía y Minas) al Sr. Luis Cobos (Oryx), en: Taponamiento de piscina de excedentes de perforación de Gacela 2 por Llori Hnos., 1998 (CP-00026749 – 00026922), pág. 109 (**Anexo E-472**).

<sup>1659</sup> GSI IP1, pág. 101.

<sup>1660</sup> Alegato de Apertura de Ecuador, Anexo Demostrativo 2, Cronograma de piscinas de lodo en los Bloques 7 y 21 hasta el año 2009, línea 72 (**Anexo E-563**).

<sup>1661</sup> *Ibid.*

piscina en Waponi-Ocatoe colapsó en el año 2002 o 2003.<sup>1662</sup> Sin embargo, no hay otras pruebas en el expediente proporcionando información sobre las circunstancias del presunto colapso o de la medida correctiva adoptada por el Consorcio,<sup>1663</sup> y Ecuador no efectuó comentarios adicionales al respecto en su Escrito Posterior a la Audiencia.<sup>1664</sup> El Tribunal observa, asimismo, que IEMS no tomó ninguna muestra de las piscinas de lodo o de las áreas inmediatamente contiguas a las piscinas de lodo, excepto cuatro muestras extraídas al noreste de la piscina ubicada en el extremo norte, las cuales no reflejan excedencia alguna.<sup>1665</sup> En efecto, IEMS concluyó que la plataforma está libre de contaminación del suelo<sup>1666</sup> y Ecuador no pretende la remediación de dicho sitio.<sup>1667</sup> Por consiguiente, no se justifica la remediación de la piscina de Waponi-Ocatoe.

809. La situación es distinta para Cóndor Norte, sobre todo porque las piscinas fueron construidas por el Consorcio en el año 2005.<sup>1668</sup> Es indiscutible que un área de tres piscinas parcialmente colapsó en el año 2006,<sup>1669</sup> y el Sr. Saltos admitió que el Consorcio no remedió debidamente la situación antes de julio de 2009.<sup>1670</sup> Si bien el Sr. Saltos declaró que las piscinas no lixiviaron,<sup>1671</sup> GSI afirmó lo contrario.<sup>1672</sup>

---

<sup>1662</sup> Tr. (Día 4) (ESP), 1282:2-5 (Contrainterrogatorio, Saltos).

<sup>1663</sup> Por ejemplo, aunque la investigación de campo que llevó a cabo IEMS no menciona la piscina supuestamente colapsada, hace referencia a una piscina abierta con agua, descubierta en el año 2010 por Envirotec (REC 21-WAP-WAP-453) y un derrame de crudo intemperizado en la plataforma cerca de una “posible piscina”. Véase: IEMS IP3, Anexo C, Waponi Corregido, págs. 5-6.

<sup>1664</sup> R-EPA, ¶ 482(b).

<sup>1665</sup> IEMS IP3, Anexo C, Waponi Corregido, pág. 8; GSI IP1, Ap. L, Figura L.63.3 y Tabla L.63.1.

<sup>1666</sup> IEMS IP3, Anexo C, Waponi Corregido, pág. 9.

<sup>1667</sup> Costo Total de Remediación de Suelos Contaminados de Ecuador en Dólares Estadounidenses, línea 67 (**Anexo E-500**).

<sup>1668</sup> GSI IP2, Ap. B.5, pág. 2; Alegato de Apertura de Ecuador, Anexo Demostrativo 2, Cronograma de piscinas de lodo en los Bloques 7 y 21 hasta el año 2009, línea 36 (**Anexo E-563**). Hay tres piscinas taponadas en Cóndor Norte y el Consorcio presentó un Plan de Abandono para Cóndor Norte en el mes de septiembre de 2005, que fue aprobado por el Ministerio de Energía y Minas. Véanse: Carta de fecha 19 de septiembre de 2005 de Jorge Yáñez (Perenco) a Stalin Salgado (DINAPA) (**Anexo CE-CC-315**); Carta de fecha 29 de septiembre de 2005 de Laurent Combe (Perenco) a Stalin Salgado (DINAPA) (**Anexo CE-CC-316**). Véase, asimismo: Dúplica, ¶ 288.

<sup>1669</sup> IEMS IP3, Anexo C, Cóndor Norte Corregido, págs. 6-7 (REC 7-CON-NTE-360); GSI IP1, Ap. L, Adj. L.32.B.

<sup>1670</sup> Tr. (Día 4) (ESP), 1412:12-20 (Contrainterrogatorio, Saltos).

<sup>1671</sup> El Sr. Saltos declaró lo siguiente: “me mantengo en eso, las piscinas de Cóndor Norte 1 nunca se fracturaron, nunca tuvieron problemas de escurrimiento o de salida de lodo desde el sitio donde se encuentran”. Tr. (Día 4) (ESP), 1415:10-14 (Contrainterrogatorio, Saltos). Véase, asimismo: Tr. (Día 4) (ESP), 1412:9-11 (Contrainterrogatorio, Saltos). Véase, además: Tr. (Día 4) (ESP), 1411:20-1412:11 (Contrainterrogatorio, Saltos).

Tampoco es claro si las piscinas se encuentran correctamente revestidas.<sup>1673</sup> El Tribunal no acepta la explicación del Sr. Saltos de que el Consorcio no pudo remediar adecuadamente las piscinas debido a la toma de posesión en el mes de julio de 2009,<sup>1674</sup> dado que el plan de abandono del año 2008 no menciona ningún problema con las piscinas ni contempla la remediación del área.<sup>1675</sup> Si bien para una declaración de responsabilidad basta con que el Consorcio haya construido las piscinas, el Tribunal concluye además que las piscinas de Cóndor Norte se encontraban mal construidas y manejadas.

810. Por lo tanto, el Tribunal determina que debe realizarse la remediación *ex situ* completa de las tres piscinas en este sitio, hasta una profundidad de 3 m, lo que corresponde a una superficie total de 1300 m<sup>2</sup> (aprox. 65 x 20 metros), un volumen total de suelo de 3900 m<sup>3</sup> y un costo total de **USD 1.070.000.**<sup>1676</sup>
811. En tercer lugar, Ecuador también alega que GSI admitió que la contaminación detectada en el área al este de Mono CPF guardó relación con anteriores descargas de lodo de perforación.<sup>1677</sup> El Tribunal ya aceptó, en su análisis de tierra normal en Mono CPF, la declaración de IEMS de que el Área 2M es una piscina

---

<sup>1672</sup> GSI afirmó lo siguiente: “En el año 2005, hubo un derrame en el sitio al producirse una falla en una de las esquinas de la piscina de lodo, lo que hizo que desbordara lodo por encima del acantilado contiguo. Poco tiempo después, las piscinas se taponaron ya que el pozo nunca produjo petróleo. El derrame de aproximadamente 300 barriles de lodo alcanzó una corriente abajo. Perenco Ecuador Limited denunció el derrame y llevó a cabo la correspondiente remediación”. GSI agregó que “realizó una inspección visual/física en este sitio y encontró erosión y desprendimientos de taludes (aludes) del área de las piscinas, pero no había indicios de que las piscinas hubiesen estado comprometidas” GSI IP1, Ap. L.32 – Cóndor Norte 01, págs. 3, 5.

<sup>1673</sup> La oferta de taponamiento de piscinas de lodo del año 2005 menciona tanto a la Tabla 7a como a la 7b del RAOHE. En primer lugar, se señala que las muestras compuestas se analizan en función de la Tabla 7b, pero luego se explica que las muestras cumplen con la tabla 7a. Oferta, proyecto y reporte de taponamiento de piscinas de lodo de Constructora Villacreces para Cóndor Norte (CP-00026612 – 00026667), págs. 13, 21 (**Anexo E-460**). Véase, asimismo: Alegato de Apertura de Ecuador, Anexo Demostrativo 2, Cronograma de piscinas de lodo en los Bloques 7 y 21 hasta el año 2009, línea 36 (**Anexo E-563**). El Tribunal advierte que GSI no brindó información sobre Cóndor Norte. Véase: GSI IP2, Ap. B.5, pág. 2 y B.6.

<sup>1674</sup> Saltos DT2, ¶ 38.

<sup>1675</sup> Plan de Abandono Definitivo y Entrega de Áreas Utilizadas para la Perforación y Producción de Petróleo del Bloque 7, noviembre de 2008, Sección 4.9, págs. 4-26 a 4-28 (**Anexo CE-CC-338**).

<sup>1676</sup> El Tribunal sabe que la oferta de taponamiento de piscinas del año 2005 hace referencia a un volumen total de 2300m<sup>3</sup> pero, dadas las dimensiones de las piscinas (65 x 20 metros) y la profundidad a la que IEMS identificó los altos niveles de bario (hasta 3 metros), el Tribunal calculó un volumen total de suelo de 3900 m<sup>3</sup>. Véase: Oferta, proyecto y reporte de taponamiento de piscinas de lodo de Constructora Villacreces para Cóndor Norte (CP-00026612 – 00026667), pág. 32 (**Anexo E-460**); GSI IP1, Ap. L, Tabla L.32.1.

<sup>1677</sup> R-EPA, ¶ 482(c).

histórica utilizada por BP al perforar Mono 1 (véase el párrafo 688 *supra*).<sup>1678</sup> No obstante, el Tribunal advierte que la declaración de IEMS de que la piscina se encuentra lixiviando al Área 3MT es especulativa, dado que no hay pruebas sobre la estructura de la piscina que demuestren que hay una filtración. Por consiguiente, se desestima la pretensión de Ecuador con respecto a la piscina del Área 2M.

812. En cuarto lugar, el Tribunal analiza la opinión de IEMS de que la piscina de Payamino 8 se encuentra perforada por raíces y presenta filtraciones.<sup>1679</sup> En la Audiencia, IEMS sostuvo que “parte del material [...] que recubría la piscina está expuesto y perforado por raíces” y que “todavía al día de hoy está fugando”.<sup>1680</sup> La posición de Burlington es que la piscina de Payamino 8 se agrietó antes del año 1992, lo que explica la contaminación actual del pantano de Jungal.<sup>1681</sup> Ante esto, Ecuador objetó que “*Burlington no contempla la posibilidad de que Petroproducción haya remediado el área y que un derrame durante las operaciones del Consorcio, sumado a la migración de contaminantes de piscinas de lodo, explicarían la presencia de crudo fresco en la superficie del pantano de Jungal en el año 2007*”.<sup>1682</sup>
813. Además de señalar, durante la Visita del Sitio, una porción visible de recubrimiento agrietado al borde del acantilado en la piscina de lodo de Payamino 8,<sup>1683</sup> lo que incidentalmente llevó a las Partes a discrepar sobre las dimensiones exactas de la piscina, el Tribunal no recibió prueba alguna sugiriendo que la piscina de Payamino 8 presenta filtraciones en la actualidad. En particular, no se extrajeron muestras en las proximidades de la piscina, por ejemplo, a lo largo del acantilado sobre el pantano de Jungal. La muestra de IEMS más cercana en el pantano de Jungal se

---

<sup>1678</sup> Tr. Visita del Sitio (Día 3) (Original), 108:12-14 (Tribunal, Chaves en el Área 3MT de Mono CPF).

<sup>1679</sup> R-EPA, ¶ 482(e).

<sup>1680</sup> Tr. (Día 3) (ESP), 1003:6-9 (Tribunal, Chaves).

<sup>1681</sup> CMCC, ¶ 452; Tr. Visita del Sitio (Día 2) (ENG), 52:11-13 (Presentación de la Sra. Renfroe en Payamino 2/8) (“*la piscina de prueba falló, y el material que contenía dicha piscina, principalmente crudo, aunque también algo de lodo de perforación de barío, desembocó en el pantano*”). De manera similar, el Sr. Saltos dijo: “yo creo que la contaminación fue provocada cuando los diques de contención de la piscina de prueba de Payamino 2, construida por CEPE en 1987, se rompieron y el crudo de pruebas y el lodo de perforación fluyeron colina abajo hacia el pantano”. Saltos DT2, ¶ 93, véase, asimismo: *Id.*, ¶¶ 94, 236 y Saltos DT1, ¶¶ 215-233.

<sup>1682</sup> R-EPVS, ¶ 89 (el énfasis añadido por el Tribunal).

<sup>1683</sup> Tr. Visita del Sitio (Día 2) (Original), 41:21-42:18, 46:13-19 (Tribunal, Chaves); R-EPVS, ¶¶ 90-92.

tomó a unos 50 metros de distancia.<sup>1684</sup> Por último, las muestras que extrajo IEMS no corresponden al este de la piscina y, en cualquier caso, no reflejan ninguna excedencia de TPH y sólo una muestra con un alto valor de bario.<sup>1685</sup> En opinión del Tribunal, esta prueba es insuficiente para concluir que la piscina presenta filtraciones. Por ende, no se concede la remediación de la piscina de Payamino 8.

814. En quinto lugar, el Tribunal se ocupa de las tres piscinas de Coca 8 ubicadas al sur de la plataforma analizadas durante la Visita del Sitio.<sup>1686</sup> Ecuador alega que las piscinas de Coca 8 presentan filtraciones.<sup>1687</sup> Por su parte, GSI reconoce que la contaminación provino de las piscinas de lodo y fue producto de un desbordamiento al compactarse las piscinas durante el proceso de taponamiento, no de filtraciones.<sup>1688</sup> En respuesta, IEMS rechazó la propuesta de remediación de GSI por considerarla “poco razonable” y alegó asimismo que “[y] aun así, si remediaran, ¿cuánto tiempo tendremos que esperar para que esta piscina siga lixiviando, siga drenando contaminación y haya que volverlo a hacer? Porque viene de la piscina, eso es obvio. ¿Entonces vamos a tapar la herida simplemente con una venda sin curarla por dentro?”<sup>1689</sup>
815. IEMS invocó cinco observaciones y análisis de resultados de laboratorio para concluir que *“la emisión de contaminantes a partir de lixiviados y pérdidas de la piscina ocurriría hacia el gradiente hidráulico y seguiría la topografía del área, con el consiguiente riesgo de contaminación de la masa de agua”*.<sup>1690</sup> IEMS dijo,

---

<sup>1684</sup> Véase, por ejemplo, las muestras MS-PAY-C1 o 07-PAY28-SDB1-R. GSI IP1, Ap. L, Figura L.15.3. Además, IEMS no recolectó ninguna muestra de lixiviados de adentro de la piscina que permitiera determinar la movilidad de los contaminantes.

<sup>1685</sup> El alto nivel de bario se encontró en la muestra MS-PAY-C2-2/8.1-2,5 (11.085 mg/kg). Véase: IEMS IP4, Adj. 38, Payamino 2/8, págs. 9-14; GSI IP1, Ap. L, Tabla 15.1.

<sup>1686</sup> Tr. Visita del Sitio (Día 2) (ENG), 80:8-123:16 (Coca 8).

<sup>1687</sup> R-EPA, ¶ 482(d).

<sup>1688</sup> GSI señaló lo siguiente: “P: ¿Existe alguna duda con respecto al origen de esta contaminación? ¿Provino de las piscinas de lodo? R: Sí. Creemos que vino de las piscinas de lodo. Las piscinas de lodo contenían lodo de perforación a base de petróleo, que es una mezcla de diésel con baritina y otros materiales. El Sr. García Represa tenía razón cuando dijo que había TPH en esa piscina, pero aquí no se observan excedencias de TPH. Sólo hay bario. Tras observar los registros del sitio, entendemos que en algún momento hubo un derrame de esa piscina de lodo que siguió el canal de drenaje en esta área, pero todos los datos coinciden con eso. Tenemos impactos superficiales causados por sulfato de bario” Tr. Visita del Sitio (Día 2) (ENG), 87:14-22 (Tribunal, Connor en Coca 8). GSI afirmó, asimismo, que la piscina no perdería porque tenía un “*revestimiento de arcilla por debajo*”. Tr. Visita del Sitio (Día 2) (ENG), 118:1-10 (Tribunal, Connor en Coca 8).

<sup>1689</sup> Tr. Visita del Sitio (Día 2) (Original), 166:22-167:5 (Tribunal, Chaves en Coca 8). Véase, asimismo: Tr. Visita del Sitio (Día 2) (Original), 214:5-12 (Tribunal, Chaves en Coca 8).

<sup>1690</sup> IEMS IP4, pág. 36.

asimismo, que descubrió que “la porción de la piscina situada frente al pozo había colapsado” y que el material “*carecía de firmeza y presentaba un alto nivel de humedad*”.<sup>1691</sup> Según IEMS, los resultados de cinco muestras recolectadas fuera de la piscina “*demuestran claramente que hay una filtración en la piscina de lodo*”.<sup>1692</sup>

816. Mediante la aplicación de criterios regulatorios de ecosistemas sensibles, IEMS advierte las siguientes excedencias:

- La muestra 07-COC-08-TE-101 presenta un nivel de TPH de 9.461 mg/kg y un nivel de bario de 11.614,8 mg/kg en el intervalo de 1,5-1,7m, y un nivel de bario de 10.940,7 mg/kg en el intervalo de 2-2,2m;
- La muestra 07-COC-08-TE-103 presenta un nivel de bario de 946,1 mg/kg en el intervalo de 0,5-0,7m;
- La muestra 07-COC-08-TE-104 presenta un nivel de bario de 23.368,3 mg/kg en el intervalo de 0,5-0,7m, y un nivel de bario de 1.557,9 mg/kg en el intervalo de 1,2-1,4m.<sup>1693</sup>

817. Para IEMS, estos resultados “*demuestran una falla catastrófica de la piscina de Coca 8, la cual liberó sustancias nocivas en el entorno sensible circundante*”. IEMS atribuye esta situación a la “*ingeniería y construcción deficientes de las piscinas, a lo que se suma la falta de monitoreo y mantenimiento*”.<sup>1694</sup>

818. GSI responde que la piscina de Coca 8 no colapsó y no presenta filtraciones, dado que (i) la inspección física no reveló “*materiales de perforación, pérdidas o filtraciones expuestas*”, (ii) los suelos afectados son “*materiales sólidos, sin lodo de perforación en fase líquida o petróleo*” y (iii) no hay signos de alteración de la vegetación.<sup>1695</sup> Asimismo, consideró que la muestra TE-101 de IEMS con un alto nivel de TPH provino de la piscina, con lo cual sugiere que IEMS tomó mal las

---

<sup>1691</sup> *Ibid.*

<sup>1692</sup> *Ibid.*

<sup>1693</sup> *Id.*, págs. 36-37. Además de varias otras excedencias de cadmio, el Tribunal advierte que la muestra 7-COC-08-TE-105-(0,5-0,70) presenta un nivel de cadmio de 4,7 mg/kg y la muestra 7-COC-08-TE-105-(1,50-1,70) un nivel de cadmio de 3,8 mg/kg. Véase: GSI IP2, Ap. D, Tabla D.3, págs. 6-7.

<sup>1694</sup> IEMS IP4, págs. 37-38.

<sup>1695</sup> GSI IP2, págs. 13-14. Véase, asimismo: GSI IP1, Ap. L, Informe de inspección del sitio y muestreo de GSI para Coca 8, págs. 2-3.

dimensiones de las piscinas.<sup>1696</sup> Por lo tanto, GSI concluyó que los efectos en el suelo “*están más relacionados con una emisión histórica de contenido de la piscina, ya sea durante el uso de la piscina o en el proceso de taponamiento, que son los únicos momentos en que la piscina habría contenido materiales líquidos o semisólidos*”.<sup>1697</sup>

819. El Tribunal observa, en primer lugar, que el pozo de Coca 8 fue perforado por Petroproducción en el año 1991 y que la fecha de taponamiento de la piscina es incierta.<sup>1698</sup> Según la información disponible, la piscina situada en el extremo occidental es una piscina de tratamiento de agua, la del centro una piscina de decantación, y la del extremo este una piscina de lodo de perforación.<sup>1699</sup> Es indiscutible que el Consorcio operó el pozo<sup>1700</sup> pero no cerró las piscinas de lodo ni realizó tareas de reacondicionamiento con el fin de profundizar el pozo.<sup>1701</sup> Dado que ambas Partes coinciden en que la contaminación hacia el sur de las piscinas proviene de las piscinas, el Tribunal debe determinar si fue el resultado de filtraciones, como alega Ecuador, o de un desbordamiento del contenido de las piscinas durante el proceso de taponamiento, según sostiene Burlington.<sup>1702</sup>
820. Por diversos motivos, el Tribunal se inclina por la posición de Ecuador de que las piscinas de Coca 8 presentan lixiviaciones y que el Consorcio las manejó de manera deficiente:
- Primero, las piscinas de Coca 8 no tienen revestimiento sintético, tal como fue concedido por GSI al declarar que, en su opinión, la base de arcilla proporcionaba impermeabilización suficiente.<sup>1703</sup>

---

<sup>1696</sup> GSI IP2, Ap. D, Tabla D.3, pág. 6. Véase, asimismo: Tr. Visita del Sitio (Día 2) (ENG), 102:13-16 (Tribunal, Connor en Coca 8).

<sup>1697</sup> GSI IP2, pág. 14.

<sup>1698</sup> Alegato de Apertura de Ecuador, Anexo Demostrativo 2, Cronograma de piscinas de lodo en los Bloques 7 y 21 hasta el año 2009, línea 6 (**Anexo E-563**); GSI IP2, Ap. B.5, pág. 1.

<sup>1699</sup> IEMS IP4, Figura 6, pág. 38.

<sup>1700</sup> GSI IP1, Ap. B.4.

<sup>1701</sup> Tr. Visita del Sitio (Día 2) (ENG), 94:10-13 (Presentación de la Sra. Renfroe en Coca 8). Ecuador no alegó que haya habido tareas de reacondicionamiento en Coca 8. Véase: R-EPVS, ¶ 200.

<sup>1702</sup> Véase, por ejemplo: Tr. Visita del Sitio (Día 2) (Original), 195:11-196:3 (Tribunal, Saltos en Coca 8).

<sup>1703</sup> Tr. Visita del Sitio (Día 2) (ENG), 118:1-5 (Tribunal, Connor en Coca 8).

- Segundo, si bien la piscina del extremo oriental contiene lodos de perforación a base de petróleo, no hay excedencias de TPH fuera del área de la piscina,<sup>1704</sup> las cuales habrían de esperarse en caso de desbordamiento.<sup>1705</sup> En otras palabras, se refuta el denominado “efecto sándwich” del Sr. Saltos que conduce a desbordamientos durante el proceso de compactación, puesto que no hay excedencias de TPH hacia el sur de la piscina en el Área 1M, tal como lo esperaba el Sr. Saltos.<sup>1706</sup>
- Tercero, las excedencias hacia el sur de la piscina son excedencias de metales pesados (es decir, bario, cadmio y plomo) que, debido a su movilidad, pudieron haberse filtrado con el paso del tiempo al entorno circundante.
- Cuarto, al Tribunal no le convence la opinión de GSI de que las excedencias son sólo superficiales, ya que las excedencias de bario se extienden, al menos, 1,4 metros, y las de cadmio presentan una profundidad de, al menos, 1,7 metros.<sup>1707</sup>
- Quinto, IEMS aludió a una denuncia que presentó el Sr. Noteño, Presidente de la comunidad Corazón del Oriente, el 22 de marzo de 2007, en la cual indicaba que las tres piscinas de Coca 8 habrían estado afectando gravemente el medio ambiente, incluido el río Huachito.<sup>1708</sup> Si bien el Sr.

<sup>1704</sup> GSI IP2, Ap. D, Tabla D.3, págs. 6-10.

<sup>1705</sup> El Tribunal advierte que el argumento de Ecuador de que “*las contradicciones en el expediente en cuanto a la ubicación, tamaño y estado de las piscinas de lodo*”, incluidas las piscinas de Coca 8, “*exacerba los riesgos para la salud y el medio ambiente*” R-EPVS, ¶ 108. No obstante, durante la Visita del Sitio, IEMS aceptó las dimensiones de las piscinas de GSI y, por ende, aceptó que la muestra TE-101 se ubica dentro de la piscina: “Si no es porque ellos contaban con un plan, cosa que nosotros no tuvimos, nosotros jamás hubiéramos sabido la extensión real de la piscina”. Véase: Tr. Visita del Sitio (Día 2) (Original), 169:20-164:1 (Tribunal, Chaves en Coca 8).

<sup>1706</sup> Tr. Visita del Sitio (Día 2) (Original), 195:11-196:11 (Tribunal, Saltos en Coca 8).

<sup>1707</sup> Por ejemplo, las muestras 7-COC-08-TE-104(1,2-1,4) P y 7-COC-08-251-B-29 para bario; y las muestras 7-COC-08-TE-104-(1,50-1,70), y 7-COC-08-TE-105-(1,50-1,70) para cadmio. Véase: GSI IP2, Ap. D, Tabla D.3, págs. 6-10.

<sup>1708</sup> La denuncia señalaba, en sus partes pertinentes, que: “Los pozos que denomina la empresa Coca 6 y Coca 8 nos están afectando gravemente al ambiente las 24h00 del día, estos campos actualmente se encuentran operados por la compañía Perenco Consorcio B7-B21; desde un ángulo de la plataforma Coca 8 se encuentran tres piscinas taponadas de aproximadamente 10 a 12 metros cada una y a cada lado, de la cual se encuentra saliendo petróleo a la superficie, esta afectación se encuentra dentro de la posesión del señor Alberto Tanguila que además son [sic] estas son tierras destinadas para la agricultura”. Carta de fecha 22 de marzo de 2007 del Presidente de la Comunidad Corazón del Oriente a Salvadore Quishpe (**Anexo E-285**). Véase, asimismo: IEMS IP3, pág. 101; IEMS IP4, Anexo C, Coca 8, págs. 8-9 (REC 7-COC-08-404).

Saltos intentó minimizar este tipo de queja,<sup>1709</sup> no hay indicios de que el Consorcio haya tomado alguna medida al respecto para verificar el estado ambiental de las piscinas de lodo y áreas circundantes.

821. Por consiguiente, el Tribunal concluye que el manejo de estas piscinas por parte del Consorcio fue inapropiado y que Burlington es, al menos, parcialmente responsable de la remediación de estas piscinas. Según la evaluación que llevó a cabo el Tribunal, las tres piscinas de lodo deben ser remediadas *ex situ*, lo que equivale a un área impactada de aproximadamente 2500 m<sup>2</sup>, un volumen total de 7500 m<sup>3</sup> (profundidad de 3m) y costos totales de USD 2.250.000, de los cuales Burlington debe pagar la mitad dado que las piscinas no fueron construidas por el Consorcio;<sup>1710</sup> es decir, **USD 1.125.000**.
822. En sexto lugar, con respecto a Coca 18/19, Ecuador alega que las cuatro piscinas situadas en la franja sur de la plataforma presentan filtraciones,<sup>1711</sup> e insiste en las presuntas excedencias fuera de la plataforma hacia el sudoeste de las piscinas en el área designada por GSI como Área 1M.<sup>1712</sup> En su primer informe pericial, GSI delineó la contaminación del Área 1M al declarar que “*el origen exacto de la aparente descarga de lodo de perforación en el Área 1M es incierto*”,<sup>1713</sup> a lo que

---

Véase, asimismo: Tr. Visita del Sitio (Día 2) (ENG), 84:10-14 (Presentación del Sr. García Represa en Coca 8) y Tr. Visita del Sitio (Día 2) (Original) 153:13-154:16 (Tribunal, Puente). Mientras el Sr. Noteño alegó que las tierras estaban “destinadas para la agricultura”, el Tribunal decidió que el Área 1M se encuentra ubicada en un ecosistema sensible a efectos de la Tabla 6 del RAOHE, teniendo en cuenta además la declaración del Sr. Saltos de que mientras se desarrollen operaciones petrolíferas, los dueños privados no pueden utilizar dicha área: “Adicionalmente, esta área de aquí no la utilizan, porque fue previamente indemnizada por la empresa privada para la operación de la plataforma. Y mientras la operación de la plataforma esté vigente, ellos no pueden utilizarla”. Tr. Visita del Sitio (Día 2) (Original), 195:1-6 (Tribunal, Saltos en Coca 8).

<sup>1709</sup> Véase, por ejemplo: Saltos DT1, ¶ 360.

<sup>1710</sup> El Tribunal no dispone de información sobre las dimensiones exactas de las piscinas (salvo la indicación del Sr. Noteño de que cada piscina tiene 10-12 metros de ancho y largo) (**Anexo E-285**), y, por ende, el Tribunal se basó en las cifras proporcionadas por GSI que demuestran que el área de piscinas mide aproximadamente 100 x 25 metros. Dado que IEMS tomó muestras a una profundidad de 2,5 metros, el Tribunal resolvió que las piscinas tenían 3 metros de profundidad. Véase: GSI IP1, Ap. L, Figura L.6.6.

<sup>1711</sup> Réplica, ¶¶ 151-156; R-EPA, ¶¶ 270-272, 482(f).

<sup>1712</sup> IEMS IP3, Anexo C, Coca 18/19, págs. 7, 9-20; IEMS IP4, Adj. 37, pág. 3 (“GSI reconoce la contaminación del suelo en el Área 1M; sin embargo, el área contaminada identificada por GSI es mucho más pequeña que lo que calculó IEMS. Las nuevas muestras revelan una buena correlación con la predicción del modelado de IEMS y confirman que el área impactada que calculó IEMS es mucho más realista que la de GSI. En función de esos datos y del modelado, se puede inferir que la fuente de contaminación está vinculada a las piscinas ubicadas al sur de este campo en el año 2004 de acuerdo con el reporte de taponamiento de piscinas de Coca 19”). Véase, asimismo: GSI IP1, Ap. L, Figura L.13.6.

<sup>1713</sup> GSI IP1, ¶ 271 y Ap. L, Figura L.13.3 y Tabla L.13.1.

Ecuador respondió que “[u]na conclusión más lógica habría sido que la contaminación es el producto de filtraciones de las piscinas utilizadas por el Consorcio”.<sup>1714</sup> Tras analizar el reporte de taponamiento de las piscinas de Coca 19,<sup>1715</sup> GSI afirmó que había dos piscinas auxiliares situadas hacia el sur de la plataforma, además de las cuatro piscinas ubicadas sobre la plataforma, y que las excedencias que identificó IEMS están en realidad dentro de las piscinas.<sup>1716</sup> Por lo tanto, Burlington alegó que no era necesario ningún tipo de remediación en este sitio.<sup>1717</sup>

823. Coca 18 fue perforado por Kerr McGee en el mes de julio de 2001 y Coca 19 por Perenco en el mes de diciembre de 2003.<sup>1718</sup> Según el reporte de taponamiento, las piscinas de Coca 19 se taponaron en el mes de septiembre de 2004.<sup>1719</sup> El reporte de taponamiento indica que la plataforma alberga cuatro piscinas y que se construyeron dos piscinas auxiliares al sur de la plataforma, correspondientes al Área 1M.<sup>1720</sup> Por lo tanto, resulta sorprendente que, mientras IEMS reconoció la existencia de las dos piscinas auxiliares, Ecuador insistió en sostener que la contaminación del Área 1M era prueba de que las piscinas de la plataforma tenían filtraciones.<sup>1721</sup> El Tribunal observa, asimismo, que todas las piscinas se probaron y cumplen con la Tabla 7a correspondiente a piscinas sin revestimiento.<sup>1722</sup> Salvo los altos niveles de bario no en exceso de los 8000 mg/kg, las muestras que se tomaron en el Área 1M, donde están ubicadas las piscinas auxiliares, no reflejan

---

<sup>1714</sup> Réplica, ¶ 153.

<sup>1715</sup> Reporte de taponamiento de piscinas de Coca 19, octubre de 2004 (**Anexo E-337**). Véase, asimismo: Taponamiento de piscinas de Coca 19, realizado por Ceracons para Perenco, octubre de 2004 (**Anexo E-365**).

<sup>1716</sup> GSI IP2, ¶¶ 57-58, Ap. B.3.1 y Ap. D, Tabla D.3, págs. 44-45, Figura D.1.9, pág. 173, Figura D.5.6, pág. 255. El Tribunal también tomó nota de las explicaciones de GSI sobre la ubicación de la muestra 7-COC-18-TE-106-(0,5-0,7).

<sup>1717</sup> Dúplica, ¶ 287; Saltos DT2, ¶ 31.

<sup>1718</sup> Alegato de Apertura de Ecuador, Anexo Demostrativo 2, Cronograma de piscinas de lodo en los Bloques 7 y 21 hasta el año 2009, líneas 13-14 (**Anexo E-563**); GSI IP2, Ap. B.5, pág. 1.

<sup>1719</sup> Reporte de taponamiento de piscinas de Coca 19, octubre de 2004 (**Anexo E-337**); GSI IP2, Ap. B.5, pág. 1.

<sup>1720</sup> El reporte de taponamiento indica lo siguiente con respecto a las piscinas auxiliares: “Los lodos de perforación fueron tratados con material de préstamo y distribuido en las piscinas existentes y en dos piscinas auxiliares construidas fuera de la plataforma”. Reporte de taponamiento de piscinas de Coca 19, octubre de 2004, pág. 4 (**Anexo E-337**). Pueden encontrarse fotografías de las piscinas auxiliares en: *Id.*, págs. 27-29. Véase, asimismo: GSI IP2, Ap. B.3.1.

<sup>1721</sup> Ecuador manifestó que “[e]n este ejemplo específico, lo más probable es que la contaminación provenga de la piscina construida sobre el área contaminada”. R-EPA, ¶¶ 272, 482(f).

<sup>1722</sup> Reporte de taponamiento de piscinas de Coca 19, octubre de 2004, págs. 4, 6-10 (**Anexo E-337**).

ningún nivel elevado de metales pesados.<sup>1723</sup> Lo mismo puede decirse respecto de las muestras extraídas dentro de las piscinas sobre la plataforma.<sup>1724</sup> Además, las muestras que tomó IEMS al sur de las piscinas no reflejan excedencias de criterios regulatorios en cuanto al uso de tierras agrícolas.<sup>1725</sup> Por último, IEMS no extrajo muestras de lixiviados de ninguna de las piscinas. En virtud de lo anterior, el Tribunal concluye que el peso probatorio de expediente indica que las piscinas de Coca 19 no presentan filtraciones. Por ende, estas piscinas no requieren remediación.

824. En séptimo y último lugar, con respecto a Mono 10/12, el Tribunal considera que, sin mayor necesidad de elaboración, una sola muestra con una excedencia relativamente pequeña de bario (765 mg/kg) situada fuera de la franja sur de la piscina resulta insuficiente probar la alegación de Ecuador de que la piscina presenta filtraciones; ello, dado que el bario bien podría haberse lixiviado durante el proceso de taponamiento.<sup>1726</sup> Por lo tanto, esta piscina no requiere remediación.

### c. Análisis de la prueba de lixiviados

825. El Tribunal procede a considerar las pruebas de lixiviados que realizó GSI en los siguientes sitios: Coca 15, Lobo 3, Oso 9, Payamino 14/20/24, Yuralpa Pad A, Pad F y Pad G.<sup>1727</sup> Un análisis de estas pruebas de lixiviados demuestra que no hay excedencias conforme a la Tabla 7a o a la Tabla 7b en Lobo 3, Payamino 14/20/24, Yuralpa Pad F y Pad G.<sup>1728</sup> Dado que el reporte de taponamiento de piscinas para Coca 15 indica que la piscina estaba revestida,<sup>1729</sup> los resultados deben medirse en

---

<sup>1723</sup> GSI IP2, Ap. D, Tabla D.3, págs. 44-45. Véase, asimismo: *Id.*, Figura D.1.9, pág. 173 y Figura D.5.6, pág. 255.

<sup>1724</sup> GSI IP2, Ap. D, Tabla D.3, pág. 45.

<sup>1725</sup> Véanse: muestras 7-COC-18-43-MS-A-2,0, 7-COC-18-TE-104 y 7-COC-18-TE-105. GSI IP2, Ap. D, Tabla D.3, págs. 44-45.

<sup>1726</sup> Réplica, ¶ 195(ii). Véase, también: GSI IP2, pág. 13.

<sup>1727</sup> GSI IP1, Ap. D, Tabla D.12.A. Véase, asimismo: GSI IP1, Ap. L, Tabla L.12.6.A (Coca 15), Tabla L.47.6.A (Lobo 3), Tabla L.54.6.A (Oso 9), Tabla L.23.6.A (Payamino 14/20/24), Tabla L.66.6.A (Yuralpa Pad A), Tabla L.70.6.A (Yuralpa Pad F) y Tabla L.71.6.A (Yuralpa Pad G).

<sup>1728</sup> GSI IP1, Ap. D, Tabla D.12.A.

<sup>1729</sup> La perforación de Coca 15 estuvo a cargo de Oryx en el año 1997 y la piscina se taponó en el mes de agosto de 2000. El reporte de taponamiento indica lo siguiente: “En el Coca 15 con la exc(1), por sugerencia del Arq. Wilfrido Saltos se procede a sacar una parte de lodo de la piscina a la plataforma tomando las precauciones del caso, es decir, colocando plásticos en el piso para evitar contaminación”. Remedación, taponamiento, revegetación y lastrado de piscinas Coca 15 y Payamino 23, realizado por Constructora Villacreces para Kerr McGee, agosto de 2000, pág. 14 (**Anexo E-358**). Véase, asimismo: Alegato de Apertura de Ecuador, Anexo Demostrativo 2, Cronograma de piscinas de lodo en los Bloques 7 y 21 hasta el año 2009, línea 12 (**Anexo E-563**); GSI IP2, Ap. B.5, pág. 1.

función de la Tabla 7b y no presentan excedencias.<sup>1730</sup> De forma similar, dado que Ecuador acepta que las piscinas de Yuralpa Pad A se revistieron y no hay pruebas de deterioro del revestimiento,<sup>1731</sup> no hay excedencias en este sitio conforme a la Tabla 7b.<sup>1732</sup>

826. En consecuencia, restan las alegaciones en relación con Oso 9. Tal como se mencionara *supra*, las 23 piscinas de Oso 9 fueron construidas por el Consorcio y 20 de ellas se taponaron, a más tardar, en el mes de octubre de 2007.<sup>1733</sup> Según GSI, hay tres piscinas en la plataforma, nueve piscinas hacia el sur y otra área de piscinas aún más al sur de la plataforma. Las Partes sólo extrajeron muestras del área que alberga las nueve piscinas al sur de la plataforma y, por ende, el Tribunal se concentrará en dichas piscinas.
827. Respecto de estas nueve piscinas, hay pruebas documentales de que cuatro se encuentran revestidas con una base impermeable.<sup>1734</sup> El Sr. Saltos confirmó que

---

<sup>1730</sup> GSI IP1, Ap. D, Tabla D.12.A y Ap. L, Tabla 12.6.A.

<sup>1731</sup> Alegato de Apertura de Ecuador, Anexo Demostrativo 2, Cronograma de piscinas de lodo en los Bloques 7 y 21 hasta el año 2009, líneas 74-76 (**Anexo E-563**). Los reportes de taponamiento de los años 2003 y 2004 indican que las muestras de lixiviados cumplen con la Tabla 7b. El reporte del año 2004 incluso menciona que se recurrió al uso de geotextiles para los muros de las piscinas. Véase, asimismo: Informe final y detallado del trabajo de remediación de piscinas de ripios y lodo de perforación, taponamiento y lastrado en el pozo Yuralpa Centro, Bloque No. 21, preparado por Llori Hnos. Cia. Ltda. para Oryx Ecuador entre los días 2 de marzo de 1998 y 4 de abril de 1998 (**Anexo E-353**); Reporte de taponamiento de piscinas para Yuralpa Centro 1 y 2 (PERPROD0029423 – 0029456), Sección 2.2 (**Anexo E-471**); Taponamiento de piscinas de perforación – Yuralpa Centro 2 y Yuralpa Centro 1, Informe de trabajo por administración directa, abril/mayo 2004, pág. 6 y Anexo 3, sección 2.5 (**Anexo E-364**).

<sup>1732</sup> GSI IP1, Ap. D, Tabla D.12.A y Ap. L, Tabla L.66.6.A.

<sup>1733</sup> Las Partes coinciden en que Oso 9 alberga 23 piscinas, incluidas 20 piscinas taponadas y 3 piscinas abiertas. Véase: Alegato de Apertura de Ecuador, Anexo Demostrativo 2, Cronograma de piscinas de lodo en los Bloques 7 y 21 hasta el año 2009, línea 65 (**Anexo E-563**); GSI IP2, Ap. B.5, pág. 2.

<sup>1734</sup> Carta de fecha 29 de abril de 2008 de Eric D'Argentré (Perenco) a Marcelo Mata (DINAPA), pág. 4 (**Anexo CE-CC-162**). Ecuador también acepta que la auditoría bienal del año 2008 confirma que hay una quinta piscina con revestimiento, aunque el Tribunal no pudo verificar esto ante la falta de información clara al respecto en los anexos documentales presentados por las Partes. Por ejemplo, la lista de verificación que adjuntó Ecuambiente simplemente señala que los lodos y ripios de perforación se tratan en las piscinas de lodo en la "parte posterior de la plataforma", sin especificar si las piscinas tienen revestimiento o no. Véase: Auditoría Ambiental Bienal Bloque 7, noviembre de 2008, pág. 367 (**Anexo E-252**). Para las demás piscinas, Ecuador alegó que "[n]o se encontraron pruebas de revestimiento en relación con las otras 18 piscinas". Alegato de Apertura de Ecuador, Anexo Demostrativo 2, Cronograma de piscinas de lodo en los Bloques 7 y 21 hasta el año 2009, línea 65 (**Anexo E-563**). El Tribunal advierte asimismo que la pruebas de lixiviados que se extrajo de la piscina de Oso 9 para la auditoría bienal del año 2006 fue comparada con la Tabla 7b para piscinas con revestimiento. Véase: Auditoría Ambiental Bienal Bloque 7, incluido el Campo Unificado Coca-Payamino, noviembre de 2006, Tabla 4-15, pág. 70 (**Anexo CE-CC-182**); Saltos DT1, ¶ 128.

todas las piscinas de Oso 9 se encuentran, de hecho, revestidas.<sup>1735</sup> Sin embargo, que pudo haberse quitado el revestimiento ante alguna falla en la piscina.<sup>1736</sup> GSI señaló también que en “*algunas piscinas*” los revestimientos plásticos son de hecho visibles.<sup>1737</sup>

828. Los formularios manuscritos que preparó GSI, presentados en respuesta a una orden de exhibición de documentos, brindan las siguientes indicaciones: “[*Algunas de las piscinas tienen revestimientos plásticos y otras no. Pero todos los contenidos que analizó Perenco cumplen los criterios aplicables de la Tabla 7 – trabajo realizado 2006-2007*]”.<sup>1738</sup> A la luz de esta declaración y dado que Burlington no especificó qué piscinas se encuentran revestidas, el Tribunal aplicará la Tabla 7a a las muestras de lixiviados de GSI.
829. Los resultados de lixiviados para la piscina situada al extremo norte de Oso 9 revelan un nivel de bario de 22 mg/l para la muestra OS09-1P-01-1.5-1.7, el cual excede los valores tanto de la Tabla 7a como de la Tabla 7b.<sup>1739</sup> Además, la muestra OS09-1P-02-0.8-1.8 tiene un valor de pH de 10. Si bien está en el límite, esto no requiere remediación adicional dado que, en todo caso, la piscina ya debe remediarse por la presencia de TPH (véanse los párrafos 797-798 *supra*). Por último, la muestra OS09-1P-03-1.0-2.4 presenta un nivel de conductividad eléctrica de 5600 µmhos/cm, por encima del límite de 4000 µmhos/cm de la Tabla 7a. En consecuencia, se requiere remediación del bario para la piscina del extremo norte y de la conductividad eléctrica para la piscina del extremo sudeste, además de la remediación del TPH ya ordenada *supra* para las cinco piscinas centrales (véanse el párrafo 800).

---

<sup>1735</sup> El Sr. Saltos también adjuntó una fotografía de una piscina revestida en Oso 9. Véase: Saltos DT1, ¶ 185; Tr. (Día 4) (ESP), 1420:5-7, 1421:13-15 (Contrainterrogatorio, Saltos).

<sup>1736</sup> El Sr. Saltos declaró lo siguiente: “Ahora, si durante la operación en determinado momento se alteró la condición de la geo-membrana, puede haber ocurrido. Y en esos casos específicos había la opción de utilizar la Tabla 7a”, y agregó: “Le repito, es posible que en alguna piscina haya fallado la geo-membrana, haya sido retirada, no sé, puede haber pasado. Pero la política era colocar geo-membrana siempre”. Tr. (Día 4) (ESP), 1420:7-11, 1421:10-19 (Contrainterrogatorio, Saltos).

<sup>1737</sup> GSI señaló lo siguiente: “*En las esquinas de algunas piscinas, se pudo apreciar un revestimiento negro de plástico*” Véase: GSI IP1, Ap. L, Informe de inspección del sitio y muestreo de GSI, pág. 4.

<sup>1738</sup> Notas, formularios, mapas y listas de comprobación de campo de GSI Environmental – Primera campaña (presentados por Burlington el día 14 de noviembre de 2012), Lista de Comprobación de Inspección 2 de Oso 09, pág. 5 (**Anexo E-475**). Véanse, asimismo: Tr. (Día 4) (ESP), 1421:20-1422:20 (Contrainterrogatorio, Saltos); R-EPA, ¶ 467.

<sup>1739</sup> GSI reanalizó la muestra OS09-1P-01-1,5-2,7 con un nivel de bario de 21 mg/l. Véase: GSI IP1, Ap. D, Tabla D.12.A, nota 8, Ap. L, Tabla L.54.6.A y Figura L.54.5.

830. En vista del alto nivel de bario, el Tribunal resuelve que, dadas las circunstancias, la remediación *ex situ* es apropiada para la piscina del extremo norte, la cual representa un área impactada de 629 m<sup>2</sup> (37x17 metros); ello equivale a un volumen total de 2516 m<sup>3</sup> (4 metros de profundidad), y un costo total de **USD 754.800**. Por último, el Tribunal otorga **USD 540.000** para remediar la piscina (30x15x4) que contiene la excedencia de conductividad eléctrica. En síntesis, el Tribunal concede un monto total de **USD 1.294.800** para remediar las piscinas de Oso 9.

**d. Piscinas no declaradas**

831. Tal como ya fue señalado por el Tribunal, el Consorcio también es responsable por los costos de remediación relacionados con piscinas de lodo no declaradas, en particular, las cinco piscinas no declaradas de Payamino 16.<sup>1740</sup> El Sr. Saltos admitió que las piscinas de Payamino 16 se reabrieron para depositar lodo de perforación de otras plataformas y que esas cinco piscinas, que GSI pudo localizar al noroeste de la plataforma, no se declararon ante las autoridades.<sup>1741</sup> El Sr. Saltos indicó que las dimensiones de estas cinco piscinas auxiliares eran de tres a cuatro metros por dos metros cada una, con una profundidad de dos a tres metros, lo que equivale a un área impactada de 35 m<sup>2</sup> y un volumen total de 87,5 m<sup>3</sup>. Por consiguiente, el Tribunal concede un monto de **USD 26.250** para remediar las piscinas no declaradas de Payamino 16.

**e. Piscinas reabiertas y reutilizadas**

832. Dado que el Sr. Saltos confirmó en la Audiencia que el Consorcio reutilizó la piscina de lodo de Jaguar 9 para almacenar lodo de otras plataformas,<sup>1742</sup> el Tribunal verificó el estado de esa piscina, a pesar de que Ecuador no plantea pretensión específica alguna en relación con dicha piscina aparte de incluirla en su

---

<sup>1740</sup> Además de la piscina de reacondicionamiento en Payamino 1, que el Tribunal incluyó en su análisis de contaminación de suelo regular, Ecuador alegó específicamente la existencia de piscinas no declaradas sólo en Payamino 16. R-EPA, ¶ 907.

<sup>1741</sup> Tr. (Día 4) (ESP), 1405:21-1406:22, 1407:16-17 y 1408:4-1409:2 (Contrainterrogatorio, Saltos). GSI brindó la siguiente información: “Según la información disponible, había otra posible área de piscinas taponadas al noroeste del área de la plataforma, en una ubicación que se encontraba al sur y al oeste de la plataforma de hormigón de los generadores”. GSI IP1, Ap. L, Payamino 16, Informe de Inspección del Sitio de GSI, pág. 3.

<sup>1742</sup> Tr. (Día 4) (ESP), 1407:10-20 (Contrainterrogatorio, Saltos); R-EPA, ¶¶ 474, 485(b), 724-725. Ecuador citó además Payamino 16 y Oso 9 como otros ejemplos en que el Consorcio almacenó lodo de otras plataformas. R-EPA, ¶ 724. Las piscinas ubicadas en estos sitios se abordan *supra*.

reclamación general sobre la necesidad de remover todas las piscinas.<sup>1743</sup> Puesto que las muestras que tomó IEMS revelan que la piscina contiene crudo, niveles relativamente bajos de bario, y ninguna otra concentración elevada de metales pesados,<sup>1744</sup> el Tribunal resuelve que esa piscina no requiere remediación.

#### f. Taponamiento de piscinas abiertas y no utilizadas

833. Finalmente, Burlington acepta que deben taponarse cuatro piscinas abiertas no utilizadas en Coca 8, Coca 4 y Payamino 5, por un costo total de **USD 68.000**.<sup>1745</sup> Ecuador no cuestionó dicho monto. Por ende, el Tribunal concede monto en cuestión para rellenar las piscinas con tierra limpia y revegetar el área.
834. En conclusión, el Tribunal determina que Burlington es responsable por los costos de remediación de las piscinas de lodo de Oso 9, Relleno Sanitario de Payamino, Cóndor Norte, Coca 8 y Payamino 16, como también por los costos de taponamiento de las cuatro piscinas no utilizadas de Coca 8, Coca 4 y Payamino 5, por un monto total de **USD 11.174.050**.

## 6. Aguas subterráneas

### 6.1. Posición de Ecuador

835. Ecuador alega que las aguas subterráneas de los 18 sitios que analizó están contaminadas y solicita indemnización por los costos de remediación.<sup>1746</sup> Como premisa general, Ecuador alega que el Consorcio,<sup>1747</sup> así como GSI en el marco del presente arbitraje, ignoraron la necesidad de proteger los recursos hídricos, lo cual es bastante preocupante en vista de la dependencia de la población del agua

<sup>1743</sup> Véase, por ejemplo: R-EPA, ¶ 474.

<sup>1744</sup> IEMS IP3, Anexo C, Jaguar 9, págs. 10-14. IEMS no tomó más muestras en este sitio durante su cuarta campaña. Véanse, asimismo: GSI IP1, Ap. L, Tabla 43.1 y Figura L.43.3; GSI IP2, Ap. D, Tabla D.3, págs. 44-45.

<sup>1745</sup> GSI IP1, ¶¶ 243 y 248; GSI IP2, ¶ 141 y Anexo Documental 28.

<sup>1746</sup> 2º SMCC, ¶¶ 293-294; Réplica, ¶ 219; R-EPA, ¶ 507; R-EPVS, ¶ 168; IEMS IP3, pág. 164 y Anexos J.1-J.3; IEMS IP4, págs. 73-79. En total, IEMS recolectó 115 muestras de agua subterránea durante sus cuatro campañas de muestreo (12 durante la primera campaña, 49 durante la segunda campaña, 30 durante la tercera campaña y 24 durante la cuarta campaña) en los siguientes 18 sitios: Payamino 1, Payamino 2/8, Payamino 4, Payamino 13, Payamino 14, Payamino 15, Coca 2, Coca CPF, Oso 9, Gacela 1, Gacela 2, Gacela CPF, Jaguar 1, Jaguar 2 y Mono CPF en el Bloque 7; y el Área de Disposición de Residuos de Yuralpa, Dayuno y Waponi en el Bloque 21. Alegato de Apertura de Ecuador, Diapositiva 67; R-EPA, ¶ 511.

<sup>1747</sup> Ecuador explica, por ejemplo, que no se recolectaron muestras de agua subterránea para las auditorías bienales de los años 2002, 2006 y 2008 que realizó el Consorcio. Tr. (Día 1) (ESP), 127:12-17 (Alegato de Apertura, Dunham); Alegato de Apertura de Ecuador, Diapositiva 89; R-EPA, ¶ 525, nota 667.

superficial y subterránea tanto en el hogar como para para su ganado.<sup>1748</sup> Ecuador sostiene asimismo que, dado que IEMS no estaba en condiciones de calcular los valores de fondo, se basó en los estándares del Anexo 1 del TULAS (Tabla 5), también utilizado por GSI.<sup>1749</sup> De esta manera, IEMS halló contaminación de metales pesados (zinc, bario, cobre, cromo y níquel) en los 18 sitios y contaminación con hidrocarburos en seis sitios.<sup>1750</sup>

836. Según Ecuador, la alegación de Burlington de que la reclamación sobre el agua subterránea es producto de procedimientos erróneos en el sitio es “*infundada y carece de soporte*”.<sup>1751</sup> Ecuador refuta la crítica de Burlington del procedimiento de muestreo de IEMS,<sup>1752</sup> comenzando con la observación que GSI sólo analizó 15 instalaciones para verificar si el agua subterránea estaba contaminada.<sup>1753</sup> Ecuador también afirma que GSI omitió analizar varias localidades contaminadas con el “*pretexto erróneo*” de que las muestras de IEMS se extrajeron de suelo con un 25% de arcilla y que, por lo tanto, no se encuentran sujetas a control regulatorio.<sup>1754</sup> Dado que los registros geológicos en que se basa GSI no determinan el porcentaje de arcilla en un determinado,<sup>1755</sup> según Ecuador, GSI no llevó a cabo ningún

---

<sup>1748</sup> Alegato de Cierre de Ecuador, Diapositiva 175; RPS IP2, Ap. C, Punto 4. En la Audiencia, RPS explicó las necesidades humanas de consumo de agua de la siguiente manera: “Lo que tiene sentido en los bloques 7 y 21 es que también la gente pueda estar en contacto con los suelos subsuperficiales, utilizar igualmente el agua subterránea para el uso doméstico y el agua superficial también. Y el ganado también puede estar en contacto con suelos subsuperficiales y tomar el agua que viene de los arroyos. Y también el sentido común nos indica que la exposición ecológica es posible”. Tr. (Día 4) (ESP), 1106:10-18 (Interrogatorio Directo, Kerr).

<sup>1749</sup> TULAS, Libro VI, Anexo I, Tabla 5 (**Anexo EL-173**). Ecuador explicó el “enfoque más conservador” de IEMS de remitirse a la Tabla 5 del TULAS, dado que “*no pudo llevar a cabo los estudios complejos, extensos y detallados necesarios para calcular los valores de fondo*”. R-EPA, ¶ 513. Véanse, asimismo: Tr. (Día 3) (ESP), 713:2-7 (Interrogatorio Directo, Alfaro); IEMS IP2, pág. 26.

<sup>1750</sup> 2º SMCC, ¶ 293; IEMS IP2, págs. 64-65; IEMS IP3, págs. 160-161; Alegato de Apertura de Ecuador, Diapositiva 83; Tr. (Día 3) (ESP), 713:7-12 (Interrogatorio Directo, Alfaro); R-EPA, ¶¶ 513, 553-554. El Tribunal advierte que Ecuador alegó inicialmente la existencia de contaminación del agua subterránea de Payamino 2/8 con hidrocarburos, pero luego aseveró en la Audiencia que había excedencias de TPH en seis locaciones. Con respecto a los primeros resultados de Payamino 2/8, el Tribunal advierte asimismo que, si bien la tabla de IEMS IP3, pág. 160, menciona excedencias de TPH en Payamino 2 y 8, se concluye que “no se encontró contaminación por hidrocarburos” (en la pág. 164).

<sup>1751</sup> Réplica, ¶ 218.

<sup>1752</sup> *Id.*, ¶ 219.

<sup>1753</sup> R-EPA, ¶¶ 509, 516-518. Ecuador explica que GSI no recolectó muestras de agua subterránea en Dayuno ni en Waponi Ocatoe debido a supuestas “limitaciones de acceso”, ni en el Área de Manejo de Residuos de Yuralpa, con el pretexto de no haber encontrado agua subterránea, a pesar de que IEMS logró recolectar cinco muestras en ese lugar.

<sup>1754</sup> R-EPA, ¶¶ 519, 534-538.

<sup>1755</sup> *Id.*, ¶ 536.

estudio para evaluar el contenido de arcilla en las áreas en que se analizó el agua subterránea. Ecuador alega asimismo que, incluso si el contenido fuese superior al 25%, ello no significa que “este mismo contenido de arcilla se extienda hasta las profundidades en que se puede encontrar agua subterránea y perforar pozos”.<sup>1756</sup>

837. Ecuador también señala que GSI rechazó, de manera inapropiada, las muestras de IEMS sobre la base errónea de que deberían haberse filtrado.<sup>1757</sup> En concreto, Ecuador alega que la filtración de muestras “no se ajusta a las regulaciones ecuatorianas”, dado que arroja resultados sesgados, en particular, al eliminar las partículas coloidales que pueden contener contaminantes.<sup>1758</sup> En este contexto, GSI se basó en el Anexo 5 del RAOHE, si bien dicho reglamento no es aplicable al agua subterránea sino sólo al agua residual superficial.<sup>1759</sup> El agua subterránea, en cambio, según Ecuador, está regulada por el TULAS, que no exige la filtración de las muestras.<sup>1760</sup>
838. Con respecto al filtrado, Ecuador alega que la remisión a las normas INEN por parte de Burlington en la Audiencia para justificar el uso de filtros de 0,45µm es incorrecta.<sup>1761</sup> En efecto, RPS confirmó que estas normas se aplican a muestras superficiales, no subterráneas.<sup>1762</sup> Además, IEMS indicó que evaluó la

---

<sup>1756</sup> *Id.*, ¶ 535. Véase, también: Tr. (Día 3) (ESP), 714:13-715:9 (Interrogatorio Directo, Alfaro) (“GSI concluye incorrectamente que no hay contaminación del agua subterránea”).

<sup>1757</sup> R-EPA, ¶ 519.

<sup>1758</sup> Réplica, ¶ 160; R-EPA, ¶ 540; RPS IP2, pág. 23.

<sup>1759</sup> Réplica, ¶ 159; IEMS IP4, pág. 76. IEMS señaló: “El RAOHE sólo regula la calidad del agua de cuerpos de agua superficial y descargas de agua residual, pero no del agua subterránea. Los métodos enunciados en el RAOHE, que requieren filtración, están diseñados para analizar estos tipos de agua, pero no el agua subterránea. Esto se debe a las diferencias en la química del agua y otros parámetros físicos. El agua superficial, por ejemplo, suele ser altamente turbia y contiene materia orgánica, en tanto el agua subterránea presenta niveles mucho mayores de materiales sólidos disueltos, y niveles inferiores de materia orgánica. Estas diferencias pueden dificultar bastante la preparación de las muestras”.

<sup>1760</sup> Réplica, ¶ 159. Ecuador afirma, asimismo, que el TULAS dispone expresamente que los análisis de muestras de agua subterránea en relación con la presencia de arsénico, cianuro y mercurio deben ser análisis ‘totales’, es decir, no filtrados. Por otra parte, el TULAS exige que el muestreo de agua subterránea se ajuste a los estándares específicos que establece el Instituto Ecuatoriano de Normalización, que contemplan los análisis de ‘metales totales, es decir, no filtrados. Véase: IEMS IP3, Sección 3.3; RPS IP2, Sección 3.4, pág. 22.

<sup>1761</sup> R-EPA, ¶ 547.

<sup>1762</sup> *Id.*, ¶ 548, haciendo referencia a: Tr. (Día 4) (ENG), 1113:19-22 (Contrainterrogatorio, Crouch): (“[...] Ahora, si se está recolectando muestras de agua de superficie, el protocolo estándar es recolectarlas y usar un filtro de 0,45µm. No es lo mismo cuando se habla de muestras de agua subterránea”). El Tribunal ha traducido desde la transcripción en inglés ya que considera que la versión en español (Tr. (Día 4) (ENG), 1170:1-5 (Contrainterrogatorio, Crouch)) no refleja fielmente las declaraciones del Sr. Crouch, las cuales fueron hechas en inglés.

concentración total de metales pesados, incluso fracciones coloidales y suspendidas, y no su concentración disuelta, por lo que el uso de filtros de 0,45µm representa un “*error metodológico fundamental por parte de GSI*”.<sup>1763</sup> Tal como señalara IEMS, “*el filtrado de muestras antes de la acidificación sólo permitiría analizar una fracción disuelta y generaría resultados erróneamente bajos*”.<sup>1764</sup> En todo caso, si bien IEMS sostuvo que el uso de filtros de 0,45 µm habría “*dado lugar a una grave manipulación de las muestras*”,<sup>1765</sup> IEMS consideró filtrar sus muestras cuando la turbidez superó los 5 NTU (unidades nefelométricas de turbidez)<sup>1766</sup> y así extrajo muestras filtradas y sin filtrar en dos ocasiones distintas (diciembre de 2012 y enero de 2013); la filtración no reveló ningún impacto significativo en los resultados.<sup>1767</sup> Ecuador indica asimismo que IEMS recolectó muestras no turbias, no filtradas y contaminadas de 6 instalaciones en el Bloque 7; a saber, Jaguar 1, Jaguar 2, Payamino 13, Payamino 15, Gacela 1 y Payamino 14.<sup>1768</sup>

839. Ecuador también rechaza la afirmación de GSI de que el TPH o los lodos de perforación no se pueden disolver en aguas subterráneas y alude a la contaminación con TPH en aguas subterráneas en seis instalaciones del Bloque 7; a saber, Coca CPF, Jaguar 1, Jaguar 2, Payamino 13 y Payamino 2/8.<sup>1769</sup> Entre ellas, Ecuador hace especial referencia a Coca CPF, en la cual hay un acuífero de arena gruesa y los pozos están junto a las piscinas, por lo que cabe esperar que el agua subterránea esté contaminada.<sup>1770</sup> En este contexto, Ecuador resalta que GSI admitió en la Audiencia que el crudo fresco tiene una porción soluble. IEMS indicó

---

<sup>1763</sup> IEMS IP4, pág. 75.

<sup>1764</sup> *Id.*, pág. 76.

<sup>1765</sup> *Id.*, pág. 75.

<sup>1766</sup> R-EPA, ¶ 541. Ecuador explica, además, que “*el plan de muestreo de IEMS era recolectar muestras después de la purga si la turbidez era menor que 5 NTU y, si era mayor que 5 NTU, recolectar las muestras tras estabilizar las NTU y otros parámetros. Sin embargo, según USEPA, ‘la turbidez natural en aguas subterráneas puede exceder las 10 NTU’. Por ende, en aquellos casos en que la turbidez de los pozos de monitoreo superaba las 5 NTU, era imposible que IEMS recolectara muestras con menos NTU dado que el agua subterránea no se ‘limpiaría’ al momento del muestreo. Es por eso que los criterios de estabilización requieren prever un pequeño cambio entre dos mediciones de turbidez, incluso por encima de 5 NTU*” (énfasis en el original).

<sup>1767</sup> Réplica, ¶¶ 161, 220.

<sup>1768</sup> Alegato de Cierre de Ecuador, Diapositivas 167-168; Notas de campo de IEMS (**Anexo E-483**). Para Ecuador, el hecho de que las muestras del mes de enero de 2013 revelaran bajas concentraciones de contaminantes “*podría ser el resultado de dilución a causa de las intensas lluvias durante los días en que se llevó a cabo el muestreo*”. Réplica, ¶ 161.

<sup>1769</sup> Alegato de Cierre de Ecuador, Diapositiva 169; R-EPA, ¶¶ 526, 553-554.

<sup>1770</sup> Alegato de Cierre de Ecuador, Diapositiva 170.

que GSI no midió el TPH conforme a las disposiciones del TULAS, dado que se ordenó al laboratorio dividir los hidrocarburos en tres parámetros diferentes, es decir, compuestos orgánicos de la gama de la gasolina, compuestos orgánicos de la gama del diésel y compuestos orgánicos de la gama del petróleo, en lugar de considerar la suma del total de hidrocarburos de petróleo.<sup>1771</sup>

840. Para Ecuador, los intentos de GSI por minimizar el riesgo de contaminación de las aguas subterráneas carecen de fundamento. Los estudios en los que se basa se realizaron en regiones áridas y no aplican a los Bloques 7 y 21, los cuales cuentan con un promedio mucho más alto de lluvia al año. El Sr. Saltos confirmó en la Audiencia que el agua subterránea en el Oriente se encuentra cerca o debajo de la superficie.<sup>1772</sup> GSI tampoco contempló el efecto estacionario en la contaminación de aguas subterráneas y la dilución.<sup>1773</sup> Del mismo modo, la explicación de Burlington de que la capa gruesa compacta de arcilla que se encontró en los Bloques impide que la contaminación producto de las operaciones de campos petrolíferos llegue al agua subterránea se contradice con el expediente. Los propios registros de operaciones de GSI revelan la presencia de capas de arena y limo en varios lugares, como Coca CPF y Coca 2, que se encuentran bajo una capa de arena.<sup>1774</sup> Varios estudios de impacto ambiental desarrollados por operadores anteriores del Bloque 7 también *“refutan esta noción acerca de la presencia de una capa gruesa uniforme de arcilla protectora en los Bloques”*.<sup>1775</sup> Además, el Sr. Chaves explicó que las plataformas están construidas sobre materiales altamente porosos que facilitan la infiltración.<sup>1776</sup>
841. En síntesis, Ecuador propone dos técnicas de remediación de aguas subterráneas: bombeo y tratamiento *ex situ* (“P&T”, por sus siglas en inglés) o barreras reactivas permeables (“PRB”, por sus siglas en inglés).<sup>1777</sup> Por ende, Ecuador calculó *“el peor*

---

<sup>1771</sup> IEMS IP4, págs. 73-74. IEMS menciona, por ejemplo, la muestra COCPF-GW1 de GSI, que revela 0,047 mg/l para GRO, 0,22 mg/l para DRO y 0,26 mg/l para ORO, lo que suma un TPH total de 0,527 mg/l TPH por encima del límite de 0,325 mg/l del TULAS.

<sup>1772</sup> R-EPA, ¶ 523; haciendo referencia a: Tr. (Día 4) (ESP), 1321:14-18 (Contrainterrogatorio, Saltos).

<sup>1773</sup> IEMS IP4, págs. 74-75.

<sup>1774</sup> R-EPA, ¶ 528, en referencia a: GSI IP1, Ap. L.02, Resumen de Perforaciones, Adj. L.02.C.

<sup>1775</sup> Como, por ejemplo, el EIA de Gacela a cargo de Oryx en el año 1991, el EIA de Mono 6 a cargo de Komex en el año 1996 y el EIA de Lobo 5 a cargo de Entrix en el año 2000. R-EPA, ¶ 529.

<sup>1776</sup> Tr. (Día 3) (ESP), 981:22-982:12 (Interrogatorio Directo, Chaves); R-EPA, ¶ 531.

<sup>1777</sup> 2º SMCC, ¶ 309.

de los casos” mediante el uso de la técnica más costosa, P&T, de USD 9.879.000 por locación equivalente a un costo total de USD 177.660.000; y “el mejor de los casos” mediante el uso de la técnica menos costosa, PRB, de USD 1.680.000 por locación equivalente a un costo total de USD 30.240.000.<sup>1778</sup> Después de sumar costos relacionados y una contingencia del 30%,<sup>1779</sup> Ecuador presenta una reclamación total de remediación de aguas subterráneas por USD 265.601.700 en el peor escenario y por USD 14.277.600 en el mejor de los casos,<sup>1780</sup> además de USD 3.380.000 para la realización de estudios adicionales en otras 52 locaciones.<sup>1781</sup> En este contexto, Ecuador defiende su uso de costos estadounidenses, dado que los “prestadores locales de servicios de remediación en Ecuador no tienen los conocimientos necesarios para realizar estas tareas de remediación”.<sup>1782</sup>

## 6.2. Posición de Burlington

842. Burlington sostiene que no hay contaminación de aguas subterráneas en los Bloques y que las alegaciones de contaminación de Ecuador son absoluto producto de procedimientos de prueba defectuosos.<sup>1783</sup> En todo caso, la Visita del Sitio confirmó que los habitantes de los Bloques “no tienen ninguna necesidad de explotar el agua subterránea”, ya que dependen mayormente del agua de lluvia”.<sup>1784</sup> Según Burlington, las supuestas conclusiones de IEMS son “incongruentes con las operaciones de campos petrolíferos”, dado que los minerales utilizados en las operaciones de perforación “presentan niveles muy bajos de solubilidad y movilidad”, por lo que es raro que afecten la calidad del agua.<sup>1785</sup> Burlington alega,

<sup>1778</sup> *Id.*, ¶ 312; IEMS IP3, págs. 177-178 y Anexo Documental 3.

<sup>1779</sup> 2º SMCC, ¶ 313; IEMS IP3, págs. 179-180.

<sup>1780</sup> 2º SMCC, ¶¶ 314, 422; Réplica, ¶¶ 224, 538; Alegato de Apertura de Ecuador, Diapositiva 84; IEMS IP3, pág. 185; IEMS IP4, pág. 128.

<sup>1781</sup> 2º SMCC, ¶¶ 315, 423; Réplica, ¶ 539.

<sup>1782</sup> Réplica, ¶ 222. IEMS explicó lo siguiente: “Si bien es cierto que IEMS basó su cotización en los costos estadounidenses (ante la falta de información de proveedores locales), esta cotización es muy conservadora si tenemos en cuenta las particularidades de la remediación de aguas subterráneas en la región del Amazonas, que es mucho más costosa que en los Estados Unidos (por ejemplo, debido a la falta de experiencia local y las dificultades para obtener insumos y equipos). Es muy probable que los costos reales de implementar procedimientos de remediación de aguas subterráneas sean mayores que los que calculó IEMS en el entorno tropical”. IEMS IP4, pág. 122.

<sup>1783</sup> CMCC, ¶ 334; Dúplica, ¶¶ 98, 153; GSI IP2, ¶¶ 98-99 y Anexo Documental 22.

<sup>1784</sup> C-EPA, ¶ 201; C-EPVS, ¶ 50. Asimismo, en referencia a: IEMS IP1, pág. 11.

<sup>1785</sup> CMCC, ¶ 340; C-EPA, ¶ 201; Tr. (Día 5) (ESP), 1637:12-1639:1 (Contrainterrogatorio, Connor).

en esencia, que Ecuador “ignoró sus propias regulaciones”<sup>1786</sup> y que IEMS aplicó técnicas de muestreo inapropiadas en áreas con contenido de arcilla superior a 25% y no filtró sus muestras.

843. Burlington critica, en primer lugar, el procedimiento de muestreo de IEMS, en especial, el uso por parte de IEMS de mallas de pozos durante sus dos primeras campañas que cortó a mano con una sierra en vez de utilizar mallas de pozos mecanizadas en fábrica.<sup>1787</sup> IEMS también comprometió sus muestras mediante contaminación cruzada, al permitir el ingreso de sedimentos extraños a las muestras de agua subterránea, lo cual dio lugar a concentraciones falsas de bario y TPH.<sup>1788</sup> Burlington indica asimismo que IEMS recolectó muestras de agua subterránea en suelo arcilloso, contrariamente al TULAS, que reconoce que las aguas subterráneas extraídas de tierras con más de 25% de arcilla “no son realmente aguas subterráneas”, dado que “no se pueden utilizar para ningún propósito y ni siquiera están reguladas”.<sup>1789</sup>
844. En cuanto a la filtración, Burlington alega que las muestras no filtradas producen “resultados sesgados y no confiables”.<sup>1790</sup> Para analizar correctamente el agua subterránea, explica Burlington, las muestras no deben presentar partículas de tierra.<sup>1791</sup> Según Burlington, es indiscutible que las muestras de agua subterránea turbia, como las de IEMS, deben filtrarse.<sup>1792</sup> Esto surge del Anexo 5 del RAOHE, que dispone que el procedimiento para analizar metales pesados en agua debe incluir la filtración.<sup>1793</sup> En referencia a las notas de campo de IEMS, que reflejan la presencia de sedimentos pesados en las muestras,<sup>1794</sup> Burlington advierte que IEMS no filtró sus muestras de agua subterránea y, por ende, obtuvo resultados no

---

<sup>1786</sup> C-EPVS, ¶ 52.

<sup>1787</sup> GSI IP2, ¶ 113 y Anexo Documental 24.

<sup>1788</sup> C-EPVS, ¶¶ 53-55; Tr. (Día 5) (ESP), 1554:1-1555:7 (Interrogatorio Directo, Connor); Tr. Visita del Sitio (Día 2) (ENG), 56:10-15 (Testimonio del Sr. Connor en Payamino CPF) y 22:15-20 (Testimonio del Sr. Connor en Payamino 2/8).

<sup>1789</sup> Tr.(Día 1) (ESP), 258:3-8 (Alegato de Apertura, Renfroe); Tr.(Día 5) (ESP), 1553:8-12 (Interrogatorio Directo, Connor); Tr. Visita del Sitio (Día 4) (ENG), 53:21-25 (Presentación de la Sra. Renfroe en Gacela 1/8); C-EPVS, ¶ 52; GSI IP2, ¶ 111.

<sup>1790</sup> Dúplica, ¶¶ 98, 153; C-EPA, ¶ 147; C-EPVS, ¶ 53.

<sup>1791</sup> CMCC, ¶ 335; Dúplica, ¶¶ 89, 143; GSI IP1, ¶ 85; GSI IP2 ¶ 107 y Ap. F.4, págs. 5-6, 8-9.

<sup>1792</sup> C-EPA, ¶¶ 148-149, en referencia a: Tr. (Día 4) (ESP), 1076:2-8 (Interrogatorio, Crouch).

<sup>1793</sup> CMCC, ¶ 335.

<sup>1794</sup> C-EPA, ¶ 150, en referencia a: GSI IP1, Ap. F.4 (Notas de Campo de IEMS), en particular al ID de pozo de IEMS: MW-2 (“moderado sedimento amarillo”), ID de pozo de IEMS: MW-3 (“mucho sedimento”), e ID de pozo de IEMS: MW-4 (“moderado sedimento”).

confiables y sin fundamento científico “*al añadir conservante de ácido nítrico a las muestras de agua subterránea para estabilizar las concentraciones de metal disuelto antes del análisis*”.<sup>1795</sup> El testimonio de RPS de que la meta radica en obtener muestras sin sedimentos, “*compromete la validez de las muestras de IEMS*”.<sup>1796</sup>

845. Burlington también afirma que IEMS no filtró las partículas sólidas de sus muestras de agua subterránea tal como exigen el Anexo 5 del RAOHE y el TULAS.<sup>1797</sup> El procedimiento de campo inapropiado de IEMS arrojó resultados “*científicamente imposibles*”, “*arrojando niveles de metales mayores que los que podrían naturalmente estar disueltos en agua*”, un punto que IEMS no refutó.<sup>1798</sup> Por ejemplo, Burlington observa que IEMS registró concentraciones de bario en agua subterránea de 8,28 mg/l, cuando el agua subterránea no puede retener más de 3,1 mg/l de bario.<sup>1799</sup> Este resultado significa que el agua subterránea contenía bario en estado sólido, el cual debería haberse filtrado de antemano. Por lo tanto, IEMS analizó sedimentos suspendidos en el agua y no agua subterránea como tal.<sup>1800</sup>
846. Además, Burlington resalta que las críticas de Ecuador acerca de la filtración de GSI son contradictorias con otra afirmación de Ecuador de que la filtración hizo poca diferencia en los resultados.<sup>1801</sup>
847. Así mismo, Burlington hace referencia a la declaración de RPS en la Audiencia en el sentido de que no cuestionó el filtrado *per se*, sino que se opuso al tamaño de filtro que utilizó GSI.<sup>1802</sup> Alega que las normas ecuatorianas establecen el tamaño del filtro, a saber, 0,45µm, utilizado por GSI.<sup>1803</sup> En concreto, Burlington hace referencia a la Sección 5 del Anexo 1 del Libro VI del TULAS (ya no al Anexo 5 del RAOHE), que se aplica a agua superficial, agua dulce y agua subterránea.<sup>1804</sup> Esta

---

<sup>1795</sup> CMCC, ¶ 337; Dúplica, ¶ 145; C-EPA, ¶ 150.

<sup>1796</sup> C-EPA, ¶ 151.

<sup>1797</sup> Dúplica, ¶ 148.

<sup>1798</sup> *Id.*, ¶ 144.

<sup>1799</sup> CMCC, ¶ 338; GSI IP1, ¶ 81.

<sup>1800</sup> CMCC, ¶ 338; Dúplica, ¶ 144; GSI IP1, ¶¶ 83-85.

<sup>1801</sup> Dúplica, ¶ 143.

<sup>1802</sup> C-EPA, ¶ 152.

<sup>1803</sup> *Ibid.*

<sup>1804</sup> *Id.*, ¶ 155.

reglamentación cita la norma NTE INEN 2169:98,<sup>1805</sup> que a su vez exige el uso de filtros de 0,45µm “*para todos los metales en cuestión en el presente caso*”.<sup>1806</sup>

848. Burlington alega también que la referencia de Ecuador a una única muestra no filtrada obtenida por Oryx en el año 1996 no puede refutar la efectividad de la filtración de GSI, dado que esa muestra se extrajo antes de que el RAOHE o el TULAS entraran en vigencia.<sup>1807</sup> Burlington también hizo referencia al hecho de que las pruebas adicionales que realizó IEMS en el mes de enero de 2013 arrojaron resultados inferiores,<sup>1808</sup> y que la explicación de Ecuador de que esto podría deberse al mayor caudal de lluvias es errónea porque, de hecho, las concentraciones para un analito – cobalto - aumentaron y hubo mayores precipitaciones en enero de 2013 que en diciembre de 2012.<sup>1809</sup>
849. Con respecto a la objeción de RPS de que GSI analizó, de manera insuficiente, la presencia de TPH en agua subterránea, Burlington advierte el hecho de que RPS aceptó la conclusión de IEMS en la Audiencia de que no se detectó contaminación alguna de hidrocarburos.<sup>1810</sup>

“P: Eso significa que el TPH o el total de hidrocarburos de petróleo no se detectó en ninguna de las muestras de agua subterránea según IEMS.

R: Sí [...]”.<sup>1811</sup>

850. Por último, con respecto al argumento de Ecuador sobre la contaminación de agua superficial durante la Visita del Sitio, Burlington remarca que dicha contaminación está “*fuera de las pruebas del expediente y del alcance de la toma de decisiones del Tribunal*”, dado que Ecuador no entabló ninguna reclamación sobre contaminación de agua superficial y, de todas formas, no hay pruebas en el expediente de dicha contaminación o de riesgos para la salud atribuibles al agua

---

<sup>1805</sup> *Id.*, ¶¶ 155-156, en referencia a: INEN 2169:98, Tabla 1 (**Anexo CE-CC-349**). Burlington explica que para “el parámetro ‘Aluminio’ en la Tabla 1 se especifica ‘filtración en el lugar del muestreo’ y, para todos los demás metales, excepto mercurio, arsénico y cianuro, ‘ver aluminio.’

<sup>1806</sup> C-EPA, ¶ 156.

<sup>1807</sup> Dúplica, ¶ 150.

<sup>1808</sup> *Id.*, ¶ 142, en referencia a: IEMS IP4, Adj. 31.2 (resultados del muestreo de agua subterránea del mes de enero de 2013).

<sup>1809</sup> Dúplica, ¶ 152.

<sup>1810</sup> C-EPA, ¶ 200.

<sup>1811</sup> Tr. (Día 4) (ESP), 1161:10-14 (Contrainterrogatorio, Crouch).

superficial.<sup>1812</sup> En concreto, la reclamación de Ecuador de que el pantano de Jungal en Payamino 2/8 se comunica con el río Payamino es una nueva alegación infundada que el Tribunal no debería considerar.<sup>1813</sup>

### 6.3. Análisis

851. El Tribunal establecerá, en primer lugar, el marco legal aplicable a la remediación de aguas subterráneas (6.3.1). Luego, se ocupará de los puntos en conflicto entre las Partes, es decir, los procedimientos de muestreo de los peritos (6.3.2), la necesidad de remediación de aguas subterráneas en suelos arcillosos (6.3.3) y la filtración (6.3.4). Por último, el Tribunal analizará los costos de remediación (6.3.5).

#### 6.3.1. Marco legal

852. Las Partes están de acuerdo con que la Tabla 5 del Anexo 1 del Libro VI del TULAS (“Tabla 5 del TULAS”) establece los criterios de calidad del agua subterránea,<sup>1814</sup> y que en su parte relevante dispone lo siguiente:

#### Extracto de la Tabla 5 del TULAS

Parámetros	Expresado como	Unidad	Límite Máximo Permisible
Arsénico (total)	As	µg/l	35
Bario	Ba	µg/l	338
Cadmio	Cd	µg/l	3,2
Cianuro (total)	CN-	µg/l	753
Cobalto	Co	µg/l	60
Cobre	Cu	µg/l	45
Cromo total	Cr	µg/l	16
Mercurio (total)	Hg	µg/l	0,18
Níquel	Ni	µg/l	45
Plomo	Pb	µg/l	45
Zinc	Zn	µg/l	433
Hidrocarburos totales de petróleo		µg/l	325

<sup>1812</sup> C-EPVS, ¶ 50; GSI IP2, ¶ 172.

<sup>1813</sup> C-EPVS, ¶ 51.

<sup>1814</sup> R-EPA, ¶¶ 512-513; IEMS IP2, pág. 26; GSI IP1, ¶¶ 87, 181 y Ap. D, Tabla D.13; GSI IP2, Sección 4.0; Presentación Directa de GSI, Diapositiva 68. El Tribunal observa que, en la Tabla 5, las unidades se expresan en µg/l, pero las Partes evaluaron sus muestras en mg/l. Por ejemplo, el valor del TPH en el TULAS es de 325 µg/l, que equivale a 0,325 mg/l.

853. Asimismo, el Artículo 4.1.3.6 del TULAS especifica que cualquier “alteración comprobada” de las aguas subterráneas debe remediarse. La Sección 5 dispone, además, que las concentraciones de agua subterránea deben determinarse teniendo en cuenta las normas NTE INEN 2169:98 y 2176:98, que incluyen especificaciones con respecto a la metodología de filtración.
854. Las Partes está en desacuerdo sobre la relevancia del RAOHE en relación con la contaminación de aguas subterráneas. Ecuador alega que el RAOHE es irrelevante y que la referencia a la filtración en el Anexo 5 sólo se aplica a aguas superficiales o efluentes, no a aguas subterráneas. Burlington niega que exista tal limitación en el RAOHE y señala que el Artículo 16 del RAOHE, por ejemplo, hace referencia a aguas subterráneas.
855. El Anexo 5 del RAOHE especifica ciertos métodos de prueba de agua, tierra y emisiones atmosféricas. Con respecto al agua, el Anexo 5 especifica que al analizar bario, cromo total, plomo y vanadio, las muestras se deben filtrar y acidificar.<sup>1815</sup> Esto sugiere que la filtración de muestras como tal constituye un elemento de prueba aprobado y, de hecho, requerido. Otra cuestión es si el RAOHE se aplica a aguas subterráneas. El Artículo 16, relacionado con el monitoreo de programas de remediación, menciona las aguas tanto superficiales como subterráneas. De modo similar, el glosario del Anexo 6 del RAOHE define “acuífero” (por extensión a agua subterránea), así como “agua subterránea” o “nivel freático”. Estas referencias tienden a demostrar que la interpretación limitada del RAOHE por parte de Ecuador es incorrecta y que el RAOHE brinda asistencia para la filtración de muestras de aguas subterráneas.

### 6.3.2. Procedimientos de muestreo

856. Durante sus dos primeras campañas de muestreo, IEMS no midió varios elementos claves, como la turbidez, el pH, la conductancia eléctrica, la temperatura o los sólidos totales disueltos. En efecto, declaró que comenzó a hacerlo después de sus dos primeros recorridos de campo.<sup>1816</sup> Además, el uso de mallas de pozo cortadas a mano con una sierra, en lugar de mallas mecanizadas, no parece ajustarse a la práctica estándar. En consecuencia, el Tribunal no considera que los resultados de estos dos recorridos de campo sean confiables y, por ende, decide descartarlos.

---

<sup>1815</sup> El Anexo 5 del RAOHE establece, en su parte relevante: “Filtración y acidificación de la muestra, determinación directa por espectroscopía de absorción atómica (AAS)” (**Anexo EI-174**).

<sup>1816</sup> IEMS IP3, Anexo A.10, pág. 3, párrafo 6.

### 6.3.3. Pruebas en suelos arcillosos

857. El siguiente interrogante consiste en determinar si se justifica analizar el agua subterránea de suelos con más de 25% de arcilla. La Tabla 5 del TULAS se aplica a suelos con contenido de arcilla entre 0 y 25% y de materia orgánica entre 0 y 10%.<sup>1817</sup> Por consiguiente, GSI parece tener razón al afirmar que la remediación de aguas subterráneas es obligatoria cuando el contenido de arcilla es mayor de 25%, principalmente porque dichos suelos “*no son capaces de producir agua subterránea en cantidades suficientes (debido a la baja permeabilidad) o de calidad natural apropiada (debido al contenido mineral u orgánico) que sirva como abastecimiento de agua aprovechable para uso doméstico, agrícola o industrial*”.<sup>1818</sup> Es por ello que la Tabla 5 del TULAS restringe la aplicabilidad de los criterios de calidad de aguas subterráneas a suelos capaces de producir agua subterránea.
858. IEMS admite que la Tabla 5 del TULAS no se aplica a suelos con más de 25% de arcilla. También declaró que “*puede haber varios pozos de monitoreo en áreas con contenido de arcilla superior a 25% y que, por ende, es posible que no resulten aplicables las disposiciones del TULAS*”.<sup>1819</sup> Sorprendentemente, IEMS sigue sosteniendo que, si la Tabla 5 es inaplicable, deben utilizarse valores de fondo.<sup>1820</sup> Tal como señalara correctamente GSI, los suelos arcillosos brindan una mejor protección a las aguas subterráneas que los suelos permeables con arena o sedimentos. Por ende, no tendría sentido aplicar criterios más estrictos a dichos suelos, sobre todo ante la ausencia de disposiciones expresas a tal efecto en el TULAS.<sup>1821</sup> Es por eso que el Tribunal entiende que la Tabla 5 del TULAS no rige para suelos con contenido de arcilla superior a 25%. En consecuencia, no es necesaria la remediación de aguas subterráneas en dichas áreas. Esta conclusión exige al Tribunal determinar, a continuación, qué sitios quedan excluidos de la remediación de aguas subterráneas.
859. GSI indicó que, según se informa, 30 de las 46 locaciones de muestreo de agua subterránea de IEMS (en 18 sitios), es decir, más del 65%, tienen suelo arcilloso o

---

<sup>1817</sup> El título de la Tabla 5 en español es el siguiente: “Criterios referenciales de calidad para aguas subterráneas, considerando un suelo con contenido de arcilla entre (0-25,0)% y de materia orgánica entre (0-10,0)%” (**Anexo EI-173**).

<sup>1818</sup> GSI IP1, D.19 (GSI-CMC Ap. D 0058); GSI IP2, ¶ 101.

<sup>1819</sup> IEMS IP4, pág. 77.

<sup>1820</sup> *Ibid.*

<sup>1821</sup> GSI IP2, ¶ 105.

con sedimentos.<sup>1822</sup> Dicho esto, las indicaciones medibles que obran en el expediente con respecto al contenido de arcilla en los suelos en que se tomaron las muestras de agua subterránea son -en el mejor de los casos- escasas. Las notas de IEMS de su tercer recorrido de campo no especifican el porcentaje de arcilla del suelo.<sup>1823</sup> Tampoco las Partes realizaron sus presentaciones en función de niveles concretos de contenido de arcilla. Sólo las observaciones de GSI acerca de sus propias locaciones de muestreo - por lo general, a una distancia considerable de las locaciones de muestreo de IEMS - ofrecen algunos datos relevantes.

860. Las notas de campo de GSI no especifican, de manera coherente, un porcentaje preciso de arcilla. Sin embargo, como fue señalado, contienen algunos datos útiles. Para sus muestras de agua subterránea en Jaguar 1 (pozo testigo JA01-GW1), por ejemplo, GSI indicó que el suelo entre 0-0,3 y 0,3-2 metros es arcilla con sedimentos, por lo que sugirió que allí no era necesario analizar el agua subterránea,<sup>1824</sup> y que la turbidez se redujo a 353 NTU (de 777 NTU, razón por la que sugirió la necesidad de filtrado, como se verá en detalle *infra*).<sup>1825</sup> Otro ejemplo más preciso es el formulario de campo de GSI de Payamino 14-20-24: en el sitio de muestreo PAY14-GW1, el suelo de 0-0,8 metros es de arcilla ligera y el suelo de 0,8-1,8 metros es de arena pobremente graduada, por lo que se justificaba analizar el agua subterránea de este sitio.<sup>1826</sup> Un tercer ejemplo demuestra que la composición del suelo puede variar de una capa a otra. El diario de testigos de GSI en Payamino 1 (muestra PAY01-GW1) indica que el suelo de 0-0,3 metros y de

---

<sup>1822</sup> *Id.*, ¶¶ 101, 112 y Ap. F.4. En su primer informe, GSI alegó que el 56% de las locaciones de muestreo de agua subterránea de IEMS tenían ‘principalmente arcilla’ como composición del suelo. Véase: GSI IP1, ¶ 86.

<sup>1823</sup> Notas de campo de IEMS (**Anexo E-483**). Véase, asimismo: GSI IP2, Apéndice F.4.2.

<sup>1824</sup> Formulario de campo de Jaguar 1, Fase 1 (**Anexo E-476**). Si la lectura del Tribunal es correcta, un terreno de 0,0-0,3 metros está compuesto en un 100% por partículas finas (arcilla), mientras que un terreno de 0,3-2,0 metros está formado por 60% de partículas finas y 40% de partículas más grandes. El formulario de campo lee lo siguiente: “0,0-0,3: arcilla limosa (CL) de color gris verdoso, moderadamente húmeda, 100% fina, plasticidad media/baja, inodora. 0,3-2,0 m: marrón claro, saturado, 60% partículas finas y 40% material grueso, rígido. Bloques subangulares de un diámetro máximo de 0,060 m, compuestos de sedimentos/arcilla cementada”.

<sup>1825</sup> Formulario de campo de Jaguar 1, Fase 1 (**Anexo E-476**).

<sup>1826</sup> Formulario de campo de Payamino 14/20/24, Fase 1 (**Anexo E-476**). Lee lo siguiente: “0,0-0,80 (m): marrón amarillento (10YR, 5/4); poco húmedo, 100% finos de plasticidad media a baja, restos de raíces (0,0-0,4(m)), sin olor a hidrocarburo -> Arcilla Ligera (CL). 0,80-1,80 (m): gris verdoso (GLE Y1:5/1) y marrón; muy húmedo a saturado, 90% arenas finas a medias pobremente sorteadas; 10% finos no plásticos; sin olor a hidrocarburo -> arena pobremente graduada (SP)”.

menos de 0,5 metros es de arcilla (por lo general, 100% y 90% entre 1,4-1,8 metros) y que la capa de suelo de 0,3-0,5 metros es de arena (80%).<sup>1827</sup>

861. GSI presentó formularios de campo de sus campañas de muestreo de agua subterránea respecto de 12 sitios.<sup>1828</sup> Para estos sitios, en función de la información proporcionada por GSI, el Tribunal concluye que no se justifica analizar las aguas subterráneas debido al contenido de arcilla superior a 25% en: Payamino 1, Jaguar 1, Jaguar 2, Gacela CPF, Gacela 2, y Relleno Sanitario de Yuralpa. El Tribunal concluye, asimismo, que el contenido de arcilla es inferior a 25% y que, por lo tanto, es necesario analizar el agua subterránea en los siguientes sitios: Coca 2, Coca CPF, Payamino 4, Payamino 13, Payamino 14/20/24, y Gacela 1/8. Con respecto a Payamino 15, el Tribunal advierte la presencia de agua subterránea al nivel de la superficie con una capa de arcilla de 2 metros, pero que el suelo arenoso se encuentra 2 metros más abajo. Por ende, el Tribunal acepta considerar muestra extraídas a más de 2 metros de profundidad.
862. Entre los sitios en los que IEMS analizó el agua subterránea, GSI no proporcionó formularios de muestreo de agua subterránea para Payamino 2/8, Mono CPF, Oso 9, Dayuno y Waponi-Ocatoe. Dado que los formularios de campo de contaminación del suelo en Payamino 2/8 revelan la presencia de suelo arcilloso y las muestras se tomaron dentro de un área pantanosa (es decir, el pantano de Jungal),<sup>1829</sup> el Tribunal se inclina por concluir que el contenido de arcilla del suelo es superior a 25%. Lo mismo se aplica a Mono CPF, donde los formularios de campo para 14 puntos de muestreo del suelo mencionan, en la mayoría de los casos, una composición del suelo de arcilla o arcilla limosa y rara vez mencionan la presencia de limos arenosos.<sup>1830</sup> En cuanto a los otros sitios, es decir, Oso 9, Dayuno y

---

<sup>1827</sup> Formulario de campo de Payamino 1, Fase 1 (**Anexo E-476**).

<sup>1828</sup> Formularios de campo de GSI (**Anexo E-476**).

<sup>1829</sup> Formulario de campo de Payamino 2/8, Fase 2 (**Anexo E-476**). El formulario de campo brinda información sobre dos locaciones de muestreo de suelo en el Área 2MT. Para la muestra PA28-2MT-2B, el formulario de campo indica lo siguiente: "(0,0-1,0): arcilla limosa marrón (CH); lodo a alta plasticidad, adhesión moderada, "pegajosa", sin olor a químicos, contenido húmedo de arcilla moderado; plasticidad creciente según la profundidad. (1,0-2-0): arcilla de color naranja amarronado (CH); con muy bajo contenido de limo, alta plasticidad, "pegajosa"; rigidez moderada, contenido húmedo de arcilla bajo a moderado, moteado gris, sin olor a químicos". Para la muestra PA28-2MT-3B, el formulario de campo indica: "(0,0-0,5m): arena gruesa gris oscura combinada con grava. El material se asemeja al suelo utilizado para rellenar la plataforma del pozo. (0,5-0,9m): arena limosa gris de granos medianos. Consistencia homogénea. Baja adherencia. Se asemeja al material seleccionado. Apariencia limpia. Baja humedad. (1,0-2,0m): arcilla limosa marrón/gris. Textura dura media. Consistencia homogénea. Baja humedad. Alta plasticidad. Sin olor".

<sup>1830</sup> Formulario de campo de Mono CPF, Fase 2 (**Anexo E-476**).

Waponi-Ocatoe, el Tribunal rechaza los datos de IEMS, ya que Ecuador no aportó pruebas del contenido del suelo de estas locaciones, lo que torna imposible determinar si las muestras de agua subterránea cumplen con los criterios de la Tabla 5 del TULAS.<sup>1831</sup>

863. Por lo tanto, y sujeto a lo siguiente, el Tribunal evaluará los resultados de las muestras de agua subterránea correspondientes a Coca 2, Coca CPF, Payamino 4, Payamino 13, Payamino 14/20/24, Payamino 15 y Gacela 1/8.

#### 6.3.4. Filtración

864. Las Partes y sus peritos defendieron posiciones opuestas en materia de filtración, aunque en determinadas ocasiones cada perito utilizó prácticas propugnadas por el otro. Por ejemplo, IEMS comenzó a filtrar las muestras a partir de su tercera campaña, mientras que GSI filtró sus muestras con filtros de 5µm junto con filtros de 0.45µm durante su segunda campaña (pero no con filtros de 10µm, tal como fue sugerido por RPS). De todos modos, las Partes están de acuerdo con que la norma INEN 2169:98 es la fuente relevante para determinar si se requiere filtración o no.<sup>1832</sup>
865. El Tribunal observa, en primer lugar, que los peritos de ambas Partes coinciden en que los filtros apropiados para analizar las concentraciones de metales disueltos son los de 0,45µm.<sup>1833</sup> GSI y RPS también están de acuerdo en que los sedimentos en suspensión deben filtrarse, si bien RPS favorece el uso de un filtro de 10µm. Sin embargo, discrepan en cuanto a si las muestras de agua subterránea sólo deben analizarse para determinar la presencia de metales disueltos, tal como sostiene GSI, o si también deben analizarse en relación con la presencia de coloides o concentraciones “totales” de metales, tal como propone IEMS. Según RPS, el filtro de 10µm permitiría analizar también la presencia de coloides, lo cual es importante porque los coloides pueden transportar metales que podrían disolverse en el agua subterránea.<sup>1834</sup>

---

<sup>1831</sup> Ecuador sólo realizó algunos comentarios sobre la presencia de un “acuífero de arena gruesa” en Coca CPF, pero no aportó ninguna otra prueba sobre el contenido de arcilla en este u otro sitio. R-EPVS, ¶ 175.

<sup>1832</sup> NTE INEN 2169:98 “Agua. Calidad del agua. Muestreo. Manejo y conservación de muestras” (**Anexo CE-CC-349**). Véase, asimismo: IEMS IP4, Adj. 23.

<sup>1833</sup> GSI IP2, ¶¶ 121-122; IEMS IP4, pág. 75; RPS IP2, págs. 23-24. El Tribunal advierte, sin embargo, que RPS recalcó que la Tabla 5 del TULAS requiere que las muestras para arsénico, cianuro y mercurio sean análisis “totales”, no análisis “disueltos”.

<sup>1834</sup> RPS IP2, pág. 23.

866. Por lo tanto, básicamente, los peritos discrepan en cuanto a si deben analizarse los valores “totales” o “disueltos” de los metales. Un filtro de 0,45µm filtraría todos los sedimentos y coloides, y dejaría sólo los metales disueltos en el agua subterránea. Según GSI, la filtración con un filtro de 0,45µm es esencial, puesto que la acidificación de la muestra disuelve los metales adheridos al sedimento y/o los coloides y, en consecuencia, aumenta artificialmente la concentración de metales en las muestras de agua.
867. Como fue visto *supra*, la filtración se aborda en el TULAS y en la norma NTE INEN 2169:98. La Sección 5 del Anexo 1 del TULAS establece que las normas NTE INEN 2169:98 y NTE INEN 2187:98 “deberán considerarse” para determinar los valores y concentraciones de las muestras de agua subterránea. La Tabla 5 del TULAS establece los criterios de remediación de aguas subterráneas en suelos con contenido de arcilla por debajo de 25% y requiere la medición de concentraciones totales para arsénico, cianuro y mercurio. En cambio, con respecto al cromo, el Tribunal coincide con GSI que la Tabla 5 especifica el cromo total, dado que el cromo tiene dos especies de valencia, es decir, Cr(+3) y Cr(+6), lo que amerita el análisis de la “*masa total de cromo, sin especiación*”.<sup>1835</sup> El Artículo 4.5.1 de la norma NTE INEN 2169:98 dispone que “[l]a materia en suspensión, los sedimentos, las algas y otros microorganismos deben ser removidos en el momento de tomar la muestra o inmediatamente después por filtración a través de papel filtro, membrana filtrante o por centrifugación”.<sup>1836</sup> De estas disposiciones se infiere que la filtración es la metodología habitual en el muestreo de agua subterránea y que el TULAS requiere el análisis de concentraciones de metales disueltos (no totales), excepto el arsénico, el cianuro y el mercurio.
868. El Artículo 4.5.1 especifica además que no debería haber filtración cuando el filtro es capaz de “retener unos o más de los componentes a ser analizados”. Dado que RPS acepta que el filtro apropiado para analizar metales disueltos es el de 0,45µm, sugiere que los filtros que utilizó GSI no entran en la categoría de filtros prohibidos, salvo para arsénico, cianuro y mercurio. Por ende, el Tribunal está de acuerdo con RPS que la Tabla 5 del TULAS indica que los “análisis totales” rigen para el arsénico, el cianuro y el mercurio.

---

<sup>1835</sup> GSI IP2, ¶ 124. Sin embargo, el Tribunal no considera que ese sea el caso con respecto al arsénico, al cianuro y al mercurio, a pesar de que GSI no presentó ningún argumento específico en relación con estos compuestos.

<sup>1836</sup> Énfasis agregado por el Tribunal. IEMS-RCM 23 (ENG) 0006; NTE INEN 2169:98 “Agua. Calidad del agua. Muestreo. Manejo y conservación de muestras”, pág. 0026 (**Anexo CE-CC-349**).

869. La Tabla 1 de la norma NTE INEN 2169:98 describe las técnicas generales para la conservación de las muestras. La metodología especificada para bario, cadmio, cromo total, cobre, plomo, níquel y zinc está correlacionada con la metodología utilizada para el aluminio. Con respecto al aluminio, la Tabla 1 traza una distinción entre (i) análisis de aluminio disuelto, para el cual se requiere filtración con filtro de 0,45µm antes de la acidificación, y (ii) análisis de aluminio total sin filtración de muestras. Sin embargo, no queda claro cuándo se requiere el análisis de aluminio disuelto o total.
870. El Artículo 4.5.2 brinda algo más de claridad al establecer que “[e]l análisis puede involucrar la separación de las formas solubles o insolubles por filtración (por ejemplo: de un metal)”. Esta disposición se expresa en términos permisivos, lo que sugiere que el método de filtración de GSI no fue inapropiado.
871. RPS admite que la norma NTE INEN 2169:98 dispone que “*las muestras disueltas incluyen el uso de filtros de 0,45µm antes de la acidificación*”, pero especifica que “*los análisis totales no deben filtrarse en el campo sino sólo acidificarse*”.<sup>1837</sup> Dado que RPS también admite que, conforme a la Tabla 5 del TULAS, sólo se requieren “análisis totales” para el arsénico, el cianuro y el mercurio, se puede concluir que la norma NET INEN 2169:98 no exige “análisis totales” de bario, cadmio, cobre, cromo total, níquel, plomo, zinc o TPH. Por consiguiente, el uso por parte de GSI de filtros de 0,45µm resulta apropiado, sobre todo, porque las normas no ofrecen fundamento alguno para el uso de filtros de 10µm, tal como aduce RPS.
872. Los peritos están de acuerdo en que la filtración, sin perjuicio del tamaño del filtro, es necesaria cuando la turbidez es mayor de 10 NTU. IEMS incluso parece aceptar que las muestras deben estabilizarse en una turbidez de 5 NTU.<sup>1838</sup> Como fue señalado *supra*, IEMS no midió la turbidez durante sus dos primeras campañas de muestreo y sus formularios de campo de la tercera campaña de muestreo no proporcionan suficiente asistencia, dado que, o bien no contienen valores de NTU, o proporcionan un valor cero incapaz de reflejar la realidad a lo largo del proceso de muestreo (incluso con bajo flujo).<sup>1839</sup> Además, la cuarta campaña de IEMS revela que, por lo general, las muestras no filtradas tienen mayor turbidez con niveles que

---

<sup>1837</sup> RPS IP2, pág. 23.

<sup>1838</sup> IEMS IP3, Anexo A.10, pág. 3, párrafo. 6; IEMS-SCM Anexo A.10 (SP) 0004.

<sup>1839</sup> Notas de campo de IEMS (**Anexo E-483**).

suelen superar los 15 NTU.<sup>1840</sup> Por último, las observaciones de IEMS con respecto a la turbidez parecen ser poco confiables, ya que (i) las propias notas de campo de IEMS demuestran que las muestras contenían agua turbia (por ejemplo, “agua turbia, café, con presencia de sólidos”),<sup>1841</sup> (ii) GSI demostró que el agua incluso con 200 NTU es relativamente limpia,<sup>1842</sup> y (iii) los formularios de campo de GSI revelan importantes niveles de variaciones de NTU durante el proceso de muestreo.<sup>1843</sup>

873. Por consiguiente, dado que IEMS no filtró sus muestras durante su tercera campaña de muestreo, el Tribunal tampoco puede basarse en dichos resultados, ya que se relacionan con los metales cuya concentración disuelta se supone que debía analizarse. En efecto, IEMS debió al menos haber utilizado un filtro para remover los sedimentos, tal como admitió RPS y como lo es requerido por el Artículo 4.5.1 de la norma NTE INEN 2169:98.
874. Durante su cuarto recorrido de campo, IEMS parece haber utilizado de 0,45µm y de 5µm para comparar los resultados con muestras no filtradas. No obstante, dicha campaña se limitó a Payamino 2/8, Payamino 14/20/24 y Payamino 15. Tal como se fue señalado *supra*, el Tribunal considera que no era necesario analizar el agua subterránea en Payamino 2/8 dado el alto contenido de arcilla en ese sitio. Es por eso que el Tribunal evaluó los resultados de Payamino 14/20/24 y Payamino 15. Las muestras filtradas reflejan excedencias de bario y plomo en estos sitios.<sup>1844</sup> Las muestras 7-PAY-14.20.24-TE-100MW-F en Payamino 14/20/24 presenta un nivel de bario de 1,07 mg/l por encima del límite de 0,338 mg/l, y un nivel de plomo de 0,06 mg/l por encima del límite de 0,045 mg/l. Con respecto a Payamino 15, la muestra 7-PAY-15-TE-100MW-F presenta un nivel de bario de 0,93 mg/l y un nivel de plomo de 0,06 mg/l; la muestra 7-PAY-15-TE-101MW-F tiene un nivel de bario de 0,87 mg/l.

---

<sup>1840</sup> Véase, por ejemplo: GSI-ROC Ap. F 0081, Tabla F.4.3 (Observaciones de campo de IEMS sobre el Estudio de Muestras Filtradas vs. No Filtradas de los meses de diciembre del año 2012 y enero del año 2013).

<sup>1841</sup> Véanse, por ejemplo: GSI IP2, Apéndice F.4.1; GSI-ROC Ap. F 0091-0092.

<sup>1842</sup> GSI-ROC Ap. F 0078, Figura F.4.3.

<sup>1843</sup> Véase: Notas, formularios, mapas y listas de comprobación de campo de GSI Environmental – Primera campaña (presentados por Burlington el día 14 de noviembre de 2012) (**Anexo E-475**); Notas, formularios, mapas y listas de comprobación de campo de GSI Environmental – Segunda campaña (presentados por Burlington el día 14 de noviembre de 2012) (**Anexo E-476**).

<sup>1844</sup> IEMS IP4, Adj. 31.2.2; IEMS-RCM 31.2.2 (ENG) 0001.

875. Las muestras no filtradas también revelan excedencias de mercurio en estas dos locaciones.<sup>1845</sup> La cuestión continúa siendo si, conforme al Artículo 4.5.1 de la norma NTE INEN 2169:98, es necesario filtrar los sedimentos, a efectos de dejar sólo los coloides para los “análisis totales”. Dado que RPS admite que deben filtrarse los sedimentos,<sup>1846</sup> el Tribunal se basa en las muestras filtradas de IEMS, las cuales sólo revelan excedencias de mercurio en Payamino 15.<sup>1847</sup>
876. El Tribunal también analizó los datos de muestreo de GSI, lo cual revela que se requiere remediación de TPH en Coca CPF.<sup>1848</sup> En ese sitio, el Tribunal identificó una excedencia de TPH en los puntos de muestreo COCPF-GW1 y COCPF-GW1Dup, que GSI analizó para determinar los niveles de compuestos orgánicos de la gama de la gasolina, compuestos orgánicos de la gama del diésel, y compuestos orgánicos de la gama del petróleo. La suma de los tres valores proporciona el valor de TPH. Así, COCPF-GW1 tiene un valor de TPH de 0,53 mg/l, y COCPF-GW1Dup tiene un valor de TPH de 0,67 mg/l, ambos por encima del límite de 0,325 mg/l conforme a la Tabla 5 del TULAS.
877. Los datos también revelan una excedencia de níquel en los puntos de muestreo PAY14-GW1 y PAY14-GW1Dup de Payamino 14/20/24, con un valor de 0,05 mg/l excediéndose así el límite de 0,045 mg/l.
878. Para las tres locaciones dónde fueron establecidas excedencias, no existen elementos en el expediente que permitan refutar la presunción de causalidad que surge de la generación del daño. Por lo tanto, Burlington es responsable de remediar estas excedencias.
879. En síntesis, el Tribunal resuelve que se requiere remediación del agua subterránea con respecto a (i) níquel, bario y plomo en Payamino 14/20/24, (ii) bario, plomo y mercurio en Payamino 15, y (iii) TPH en Coca CPF.

### 6.3.5. Costos de remediación

880. Luego de haber analizado los argumentos de las partes sobre remediación, el Tribunal resuelve que la remediación *in situ*, mediante la aplicación de trincheras

---

<sup>1845</sup> IEMS IP4, Adj. 31.2.1; IEMS-RCM 31.2.1 (ENG) 0001.

<sup>1846</sup> RPS IP2, págs. 23-24.

<sup>1847</sup> La muestra 7-PAY-15-TE-100MW-F presenta un nivel de mercurio de 1,16 mg/l y la muestra 7-PAY-15-TE-101MW-F presenta un nivel de mercurio de 0,64 mg/l. Véanse: IEMS IP4, Adjunto 31.2.2; IEMS-RCM 31.2.2 (ENG) 0001.

<sup>1848</sup> GSI IP1, Ap. D, Tabla D.13.

interceptoras reactivas permeables, constituye el método más apropiado en las circunstancias actuales dado que ello filtra los compuestos fuera del agua subterránea durante varios años. Por ende, acepta el costo de capital calculado por IEMS (sobre la base de comparaciones de precios estadounidenses) de USD 1.680.000 por cada sitio contaminado, lo cual incluye USD 350.000 por concepto de costos de investigación y factibilidad, USD 730.000 por concepto de costos de capital, y USD 600.000 por concepto de operación y mantenimiento por un período de seis años.<sup>1849</sup> El Tribunal observa que Burlington no ha proporcionado cifras alternativas de costos. Por consiguiente, el costo total de remediación de los tres sitios identificados *supra* asciende a **USD 5.040.000**. Dado que Ecuador tiene la carga de probar la existencia de contaminación de aguas subterráneas, el Tribunal rechaza la solicitud subsecuente de Ecuador de que Burlington pague el costo para completar los estudios de aguas subterráneas en otros 52 sitios en los Bloques.<sup>1850</sup>

## 7. Abandono de pozos

### 7.1. Posición de las Partes

881. Por último, en función del CP del Bloque 7 y los Artículos 53 del RAOHE y 24 del ROH (Reglamento de Operaciones Hidrocarburíferas),<sup>1851</sup> Ecuador solicita que Burlington pague los costos de abandono de los pozos del Bloque 7. Calcula un costo mínimo por sitio de USD 500.000 y reclama un total de USD 3.500.000 por los siete sitios contemplados en el Plan de Abandono del Consorcio de 2008.<sup>1852</sup> Si bien el Plan de Abandono del Consorcio fue aprobado por las autoridades en el mes de marzo de 2009, Ecuador alega que los costos presupuestados de USD 929.772 “*son extremadamente bajos*”, dado que IEMS calculó los costos para sellar sólo un pozo con cemento en USD 500.000.<sup>1853</sup> Por lo tanto, si el Tribunal estuviese dispuesto a considerar sólo los siete sitios mencionados en el Plan de Abandono, debería conceder, al menos, USD 3.500.000.<sup>1854</sup> Además, Ecuador

---

<sup>1849</sup> IEMS IP3, págs. 180-181 y Tabla IV-14.

<sup>1850</sup> 2º SMCC, ¶ 423.

<sup>1851</sup> *Id.*, ¶ 321; Reglamento Ambiental para las Operaciones Hidrocarburíferas en el Ecuador, publicado en el Registro Oficial N.º 265 el día 13 de febrero de 2001 (**Anexo EL-174**); Reglamento de Operaciones Hidrocarburíferas, publicado en el Registro Oficial N.º E 2 el día 26 de septiembre de 2002 (**Anexo EL-181**).

<sup>1852</sup> 2º SMCC, ¶¶ 13, 319-328; Réplica, ¶ 539.

<sup>1853</sup> 2º SMCC, ¶ 327.

<sup>1854</sup> *Id.*, ¶ 328.

señala (aunque sin realizar ninguna reclamación específica) que “*hay otras áreas que no formaban parte del Plan de Abandono y deberían haberse abandonado*”.<sup>1855</sup>

882. Burlington acepta soportar el costo de USD 100.000 por sitio por abandonar debidamente siete sitios que dejaron de producir bajo el control del Consorcio.<sup>1856</sup> Estos sitios son Cóndor Norte, Gacela 2, Gacela 3, Jaguar 2, Jaguar 7/8, Jaguar 9 y Lobo 4.<sup>1857</sup>

## 7.2. Análisis

883. No se cuestiona entre las Partes que los sitios no productivos deben abandonarse mediante un procedimiento adecuado. El Artículo 53 del RAOHE dispone que, en el caso de abandono definitivo de un área de influencia, el operador debe remover todos los equipos e infraestructura, procesar todos los desechos, sellar los pozos y restaurar el sitio mediante la reforestación del área.<sup>1858</sup>
884. El Consorcio presentó un Plan de Abandono ante las autoridades ecuatorianas en diciembre de 2008,<sup>1859</sup> el cual la Subsecretaría de Protección Ambiental aprobó el 20 de marzo de 2009.<sup>1860</sup> Dicho plan cubría los siete sitios enunciados *supra* (véase el párrafo 882).
885. Es cierto que Ecuador alega que hay otras áreas que “*deberían haberse abandonado*”.<sup>1861</sup> Sin embargo, no especifica cuáles son los sitios en cuestión ni presenta otras alegaciones fácticas, y mucho menos aporta pruebas al respecto. Por ende, el Tribunal no continuará considerando dicho reclamo.
886. Para cuando el Consorcio dejó los Bloques en el mes de julio de 2009, no se había tomado medida alguna respecto del abandono de estos siete sitios.<sup>1862</sup> Por consiguiente, Burlington debe asumir los costos relacionados con el abandono de

---

<sup>1855</sup> *Id.*, ¶ 326.

<sup>1856</sup> C-EPA, ¶¶ 13, 71, 277(b).

<sup>1857</sup> GSI IP2, Tabla 3.

<sup>1858</sup> Artículo 53 del RAOHE (**Anexo EL-174**). Véase, asimismo: 2º SMCC, ¶ 322.

<sup>1859</sup> Plan de Abandono Definitivo y Entrega de Áreas Utilizadas para la Perforación y Producción de Petróleo del Bloque 7 aplicable a siete locaciones: Gacela 2, Gacela 3, Lobo 4, Jaguar 2, Jaguar 8 (subsuelo únicamente), Jaguar 9, Cóndor Norte (**Anexo E-256**).

<sup>1860</sup> Carta de fecha 20 de marzo de 2009 de la DINAPA al Consorcio (**Anexo E-291**).

<sup>1861</sup> 2º SMCC, ¶ 326.

<sup>1862</sup> *Id.*, ¶ 325; Informe Técnico N.º 897-AADNPCA-SCA-MA-2009, 21 de agosto de 2009 (**Anexo E-172**).

estos siete sitios, lo cual no controvierte. La cuestión que debe resolver el Tribunal es simplemente la cuantía de los daños. Burlington acepta responsabilidad por USD 100.000 por sitio y Ecuador reclama, al menos, USD 500.000.

887. En este contexto, el Tribunal advierte que la Subsecretaría de Protección Ambiental aprobó los costos presupuestados por abandono de USD 929.772 por los siete sitios.<sup>1863</sup> IEMS, por su parte, dijo que “no se contó con elementos suficientes para estimar el costo de la restauración integral”. Así, agregó que “la estimación [de los costos] debe realizarse por una tercera parte, mediante una evaluación de las características del mercado”, dado que la estimación por parte del Consorcio de USD 929.722 era “extremadamente baja”.<sup>1864</sup>
888. IEMS también hace referencia a una valoración que realizó en el año 2008, en la que calculó los costos para sellar un pozo operado por la empresa petrolera City Oriente en USD 500.000, y agregó que esta suma no cubría los “costos necesarios para realizar la reconfiguración de suelos, desmantelar infraestructura, y realizar limpieza y reforestación”.<sup>1865</sup> El Tribunal no puede basarse en esta cifra, ya que IEMS no brindó detalles sobre los servicios de City Oriente. Asimismo, advierte que la propia IEMS reconoció no contar con información suficiente para calcular los costos de restauración. En cambio, el Tribunal cuenta con los costos presupuestados por el Consorcio y aprobados por las autoridades ecuatorianas, las cuales enunciaron que el plan de abandono propuesto contemplaba “las medidas necesarias para asegurar la recuperación de las condiciones ambientales del sitio”.<sup>1866</sup> Estos costos ascienden a un total de **USD 929.722**. Por consiguiente, el Tribunal concede dicha suma por el abandono de los siete sitios de pozos mencionados *supra*.

---

<sup>1863</sup> Carta de fecha 20 de marzo de 2009 de la DINAPA al Consorcio (**Anexo E-291**). El Consorcio presupuestó USD 159.340 para Gacela 2, USD 93.650 para Gacela 3, USD 148.670 para Lobo 4, USD 154.084 para Jaguar 2, USD 99.250 para Jaguar 8, USD 183.400 para Jaguar 9 y USD 91.378 para Cóndor Norte. Véase: Plan de Abandono Definitivo y Entrega de Áreas Utilizadas para la Perforación y Producción de Petróleo del Bloque 7 aplicable a siete locaciones: Gacela 2, Gacela 3, Lobo 4, Jaguar 2, Jaguar 8 (subsuelo únicamente), Jaguar 9, Cóndor Norte, págs. 4-11, 4-14, 4-17, 4-20, 4-21, 4-25 y 4-28 (**Anexo E-256**).

<sup>1864</sup> IEMS IP3, pág. 167.

<sup>1865</sup> *Ibid.*

<sup>1866</sup> Carta de fecha 20 de marzo de 2009 de la DINAPA al Consorcio (**Anexo E-291**).

## 8. Recapitulación

889. En vista del análisis anterior, el Tribunal resuelve que Burlington adeuda los siguientes montos por concepto de remediación:

<b>Suelo sin piscinas</b>	<b>USD</b>
Coca 1	144.000
Coca 2 y Coca CPF	453.600
Coca 4	226.200
Coca 6	429.000
Coca 8	1.436.700
Coca 9	222.000
Coca 10/16	68.250
Coca 18/19	28.800
Payamino 1/CPF	590.400
Payamino 2/8	5.145.660
Payamino 3	57.600
Payamino 4	1.131.000
Payamino 10	468.000
Payamino 14/20/14	343.800
Payamino 15	624.000
Payamino 16	201.600
Payamino 21	111.683
Payamino 23	663.000
Punino	28.800
Cóndor Norte	312.000
Gacela 1/8 y CPF	1.282.200
Gacela 2	759.600
Gacela 4	201.600

Gacela 5	28.800
Gacela 6/9	574.800
Jaguar 1	995.206
Jaguar 2	2.610.000
Jaguar 3	129.600
Jaguar 5/CPF	307.302
Jaguar 7/8	78.000
Mono 1-5/CPF	780.000
Mono Sur/6-9, 11	292.500
Oso 1/CPF	834.000
Yuralpa Pad A	78.000
Yuralpa Pad D	86.400
Nemoca	331.500
<b>Piscinas</b>	
Oso 9	5.565.000
Relleno Sanitario de Payamino	2.025.000
Cóndor Norte	1.070.000
Coca 8	1.125.000
Oso 9	1.294.800
Payamino 16	26.250
Payamino 5	68.000
<b>Agua subterránea</b>	5.040.000
<b>Abandono de pozos</b>	929.722
<b>TOTAL</b>	39.199.373

## C. Reconvencciones en Materia de Infraestructura

### 1. Síntesis de las posiciones de las Partes

#### 1.1. Posición de Ecuador

890. Ecuador afirma que cuando el Consorcio abandonó los Bloques 7 y 21 en el mes de julio de 2009 y Ecuador (a través de Petroamazonas) asumió el control de las operaciones, quedó de manifiesto que el Consorcio no había mantenido la infraestructura de los Bloques en buen estado, de conformidad con las mejores prácticas de la industria, tal como lo exigen los PC. Como consecuencia de ello Ecuador alega que Burlington no le entregó a Ecuador la totalidad de los equipos, herramientas, maquinarias e instalaciones en buen estado, incumpliendo así las disposiciones de la Ley de Hidrocarburos.
891. Ecuador alega que, tanto en virtud de los PC como de la legislación ecuatoriana, el Consorcio se encontraba doblemente obligado (i) a construir, mantener y reemplazar la infraestructura en los Bloques 7 y 21 de conformidad con los estándares de la industria y (ii) al término del contrato, a entregar al Estado los Bloques en buen estado. Según Ecuador, el Consorcio violó ambas obligaciones, y, en consecuencia, Burlington es responsable de los costos de corrección.<sup>1867</sup>
892. Específicamente, Ecuador sostiene que, en virtud de los PC para los Bloques 7 y 21, el Consorcio tenía la obligación de *“utilizar personal, equipos, maquinaria, materiales y tecnología de conformidad con los mejores estándares y prácticas generalmente aceptadas en la industria hidrocarburífera internacional”*.<sup>1868</sup> Además, se le exigía al Consorcio entregarle al Estado *“sin costo y en buen estado de conservación todos los pozos en producción en ese momento, conjuntamente con todos los equipos, herramientas, maquinaria, instalaciones y demás bienes adquiridos en virtud de los términos del presente Contrato, y todos los bienes deben encontrarse en buen estado de conservación salvo por el desgaste normal”*.<sup>1869</sup> El Artículo 29 de la Ley de Hidrocarburos, incorporada por referencia en los PC,

---

<sup>1867</sup> R-Memorial de Contestación de Ecuador sobre Responsabilidad, ¶¶ 781-785; 2º SMCC, ¶¶ 356-362.

<sup>1868</sup> 2º SMCC, ¶ 358, en referencia a: cláusula 5.1.7 del PC del Bloque 21 (**Anexo C-2; Anexo CE-CC-13**) y cláusula 5.1.8 del PC del Bloque 7 (**Anexo C-1; Anexo CE-CC-28**).

<sup>1869</sup> 2º SMCC, ¶ 360 (énfasis eliminado, refiriéndose a: cláusula 18.6 del PC del Bloque 7 (**Anexo C-1; Anexo CE-CC-28**)). Ecuador también se refiere a disposiciones similares en la cláusula 5.1.22 del PC del Bloque 7 y en las cláusulas 5.1.21 y 18.6 del PC del Bloque 21 (**Anexo C-2; Anexo CE-CC-13**).

dispone asimismo la obligación de entregar la infraestructura al Estado “en buen estado de conservación”.<sup>1870</sup>

893. Ecuador concuerda con Burlington en que los PC y la Legislación ecuatoriana hacen alusión a los estándares y prácticas generalmente aceptados<sup>1871</sup> en la industria hidrocarburífera.<sup>1872</sup> El perito de Burlington, Intertek, y el testigo de Ecuador, Sr. Pablo Luna, explican en forma detallada los contenidos de estos estándares con respecto a la construcción, mantenimiento y reemplazo de infraestructura aguas arriba en la industria hidrocarburífera.<sup>1873</sup>
894. Ecuador alega que el Consorcio violó su obligación de invertir en infraestructura y mantenerla y entregarla en buen estado de conservación, de conformidad con los estándares de la industria, al seguir una estrategia de mantenimiento consistente en “*mantenerse en funcionamiento hasta fallar*” (“*run to failure*”).<sup>1874</sup> Según el Sr. Manuel Solís, la política de mantenimiento de Perenco estaba impulsada por una “obsesión [...] por reducir costos e invertir lo mínimo indispensable”, lo que se “traducía en una falta de seguridad operativa”.<sup>1875</sup> El mismo testigo declaró que Perenco ejercía “mucho presión para extraer la mayor cantidad de petróleo” en el menor tiempo posible”.<sup>1876</sup> Por lo tanto, fue poco sorprendente que, cuando Ecuador asumió el control de las operaciones en el mes de julio de 2009, la infraestructura en los Bloques, en especial en el Bloque 7, se encontrara en mal estado. El Sr. Diego Montenegro, otro testigo de Ecuador, agrega que la condición de la infraestructura no estaba al nivel de “los estándares de la industria petrolera internacional”.<sup>1877</sup>

---

<sup>1870</sup> 2º SMCC, ¶ 361, en referencia a: Ley ecuatoriana de Hidrocarburos N.º 2967 en vigor desde el día 21 de mayo de 1999 (**Anexo EL-92**).

<sup>1871</sup> Estos incluyen aquellos del Instituto Americano del Petróleo (*API*, por sus siglas en idioma inglés), la Sociedad Americana de Ingenieros Mecánicos (*ASME*, por sus siglas en idioma inglés), la Asociación Nacional de Ingenieros de Corrosión (*NACE*, por sus siglas en idioma inglés) y la Asociación Nacional de Protección contra el Fuego (*NFPA*, por sus siglas en idioma inglés), entre otros. Réplica, ¶ 446, en referencia a: Intertek IP1, ¶¶ 23-26; Montenegro DT1, ¶ 7.

<sup>1872</sup> Réplica, ¶ 446, en referencia a: SMCC, ¶¶ 354-358; CMCC, ¶¶ 516-522.

<sup>1873</sup> Réplica, ¶¶ 446-454, en referencia a: Intertek IP1, ¶¶ 27-32, 131, 496; Luna DT4, ¶¶ 10-9, 15, 34-45, 57-58, 62-64, 99.

<sup>1874</sup> R-EPA, ¶ 938.

<sup>1875</sup> Solís DT1, ¶¶ 9, 10 y 14.

<sup>1876</sup> *Id.*, ¶ 26.

<sup>1877</sup> Montenegro DT1, ¶ 8.

895. Específicamente, Ecuador sostiene que el Consorcio no mantuvo ni entregó la infraestructura en buen estado debido a que (i) operó y construyó instalaciones subestándar (plataformas y CPF); (ii) no reparó, reemplazó ni mantuvo de manera adecuada las líneas de flujo y los oleoductos; (iii) dañó los generadores eléctricos mediante el uso de una mezcla de bajo costo y potencialmente nociva de crudo y diésel (en lugar de sólo combustible diésel) y mediante la falta de ejecución de reacondicionamientos oportunos; y (iv) no reemplazó equipos y sistemas obsoletos, ni instaló sistemas de contingencia apropiados, un inventario suficiente de piezas de reposición, y en ni mantuvo las carreteras.<sup>1878</sup> Los argumentos específicos de Ecuador se resumen más adelante.
896. Ecuador rechaza como simples defensas retóricas los argumentos de Burlington respecto de la supuesta operación exitosa de los Bloques 7 y 21 por parte del Consorcio y la operación continua de Petroamazonas:
- i. Con respecto al argumento de Burlington de que el Consorcio tenía el incentivo económico de mantener y desarrollar la producción, y que, por lo tanto, “carecía de sentido económico que el Consorcio ignorara el mantenimiento”, Ecuador niega que este fuera el caso para el Bloque 7.<sup>1879</sup> Ecuador observa que el PC del Bloque 7 debía vencer en el año 2010, y un programa de mantenimiento proactivo sólo se justificaría a largo plazo. Según los testigos de Ecuador, “el mantenimiento del Consorcio se manejaba por la filosofía de ‘reparar cuando se rompa’”.<sup>1880</sup>
  - ii. Ecuador niega la afirmación del Consorcio de que “no podría haber operado con éxito durante siete años si la construcción y el mantenimiento de su infraestructura fueran inadecuados”.<sup>1881</sup> Como fue explicado por los señores Luna y Solís, el hecho de producir crudo no significa necesariamente que el equipo y las instalaciones se encontraran en buen estado.<sup>1882</sup> Según Ecuador, “es un hecho que las supuestas operaciones y producción ‘exitosas’ de

---

<sup>1878</sup> 2º SMCC, ¶ 367.

<sup>1879</sup> Réplica, ¶ 458, citando: CMCC, ¶ 147.

<sup>1880</sup> Réplica, ¶¶ 458-459, en referencia a: Luna DT4, ¶ 21; Solís, DT2, ¶ 10.

<sup>1881</sup> Réplica, ¶ 460, citando: CMCC, ¶¶ 530, 510.

<sup>1882</sup> Réplica, ¶ 460, en referencia a: Luna DT4, ¶ 8; Solís DT2, ¶¶ 9 y 19.

Burlington se obtuvieron a costas del medio ambiente [...] y la seguridad de su propio personal”, tal como lo confirma el testimonio del Sr. Solís.<sup>1883</sup>

- iii. Si bien es cierto que Petroamazonas ha logrado incrementar la producción en el Bloque 7, no es cierto que ello se haya logrado mediante la utilización de la misma infraestructura utilizada por el Consorcio. Según Ecuador, “este aumento ha sido posible gracias a una inversión masiva en infraestructura nueva para reemplazar la infraestructura obsoleta y/o desgastada dejada por el Consorcio (cuyo costo se encuentra incluido en la reclamación de infraestructura de Ecuador), así como en infraestructura nueva dedicada estrictamente a expandir la capacidad de procesamiento en el Bloque 7 (cuyo costo Ecuador no reclama) junto con un cambio radical de la filosofía subyacente del programa de mantenimiento (de un criterio de mantenimiento correctivo a uno proactivo)”.<sup>1884</sup>

897. Según Ecuador, “la realidad es que el supuesto ‘programa’ de mantenimiento integral del Consorcio era inexistente o defectuoso y no garantizaba que se mantuviera y reemplazara la infraestructura en los Bloques 7 y 21 de conformidad con los estándares internacionales de la industria”.<sup>1885</sup> Ecuador alega en particular que el Consorcio (a) no dedicó recursos suficientes (ya sea humanos o materiales) para garantizar un programa de mantenimiento adecuado, y que (b) en cualquier caso, su programa de mantenimiento fue inexistente o disfuncional.

898. Con respecto a (a), los Sres. Luna y Solís han declarado que el Consorcio sólo contaba con alrededor de 60 empleados (incluidos contratistas de terceros) encargados del mantenimiento (en lugar de 200, como afirma Burlington), y que dichos empleados trabajaban en turnos de 14 días, lo que significa que sólo la mitad de ellos se encontraban en los Bloques en un momento dado.<sup>1886</sup> El Consorcio tampoco dedicó al mantenimiento recursos materiales suficientes, tal como queda demostrado al comparar las erogaciones por parte de Petroamazonas con aquellas del Consorcio, y cuando se observa la falta de piezas de repuesto para las reparaciones de mantenimiento.<sup>1887</sup>

---

<sup>1883</sup> Réplica, ¶ 461, en referencia a: Solís DT2, Sección IV.

<sup>1884</sup> Réplica, ¶ 463, que invoca a: Solís DT2, ¶ 528.

<sup>1885</sup> Réplica, ¶ 464.

<sup>1886</sup> *Id.*, ¶ 467, en referencia a: Luna DT4, ¶¶ 28-29 y Anexo 34; Solís DT2, ¶¶ 17-18 y Anexo 4.

<sup>1887</sup> Réplica, ¶ 468, en referencia a: Solís DT2, ¶¶ 10-11, 14 y Anexo 4.

899. Con respecto a (b), las pruebas y en particular el testimonio de los Sres. Luna y Solís demuestran que “*ni las inspecciones de mantenimiento ni las prácticas de gestión de registros del Consorcio cumplieron alguna vez con los requisitos de los estándares y prácticas internacionales de la industria*” y el Consorcio no realizó suficientes tareas de mantenimiento preventivo.<sup>1888</sup> En particular, Ecuador alega que (i) la propia información del Consorcio demuestra que desde entre 2007 y 2009, el 81% de sus actividades de mantenimiento fueron correctivas;<sup>1889</sup> (ii) el Consorcio no realizó las inspecciones necesarias, y que cuando lo hizo, éstas no cumplieron con los estándares internacionales; (iii) de manera similar, los informes de inspecciones del Consorcio no cumplieron con los estándares internacionales (por ejemplo, al no contener recomendaciones en materia de mantenimiento); y (iv) el Consorcio no realizó las tareas de mantenimiento proactivo requeridas por los estándares y prácticas internacionales (por ejemplo, por no haber utilizado “marranos” (“pigs”, en inglés) para limpiar los oleoductos y líneas de flujo antes de inyectar químicos, al no haber realizado mantenimiento a los tanques y bombas, y al no haber efectuado los reacondicionamientos de los motores utilizados para la generación eléctrica).<sup>1890</sup> Ecuador agrega que el sistema SAP del Consorcio no pudo corregir las fallas en la política de mantenimiento del Consorcio.<sup>1891</sup>
900. Según Ecuador, la estrategia del Consorcio de “mantenerse en funcionamiento hasta fallar” es confirmada, *inter alia*, por el correo electrónico del 11 de marzo de 2009, en el cual el Sr. D’Argentré instruyó a los gerentes de mantenimiento del Consorcio a concentrarse sólo en los servicios urgentes e indispensables y poner todo lo demás en *standby*.<sup>1892</sup>
901. Ecuador niega asimismo que las pruebas contemporáneas a la operación del Consorcio demuestren el buen estado de conservación de la infraestructura de los Bloques. Aunque Ecuador reconoce que “*si bien es cierto que estos documentos incluyen algunas declaraciones en cuanto a que la mayor parte de la infraestructura*

---

<sup>1888</sup> Réplica, ¶¶ 471.

<sup>1889</sup> *Id.*, ¶ 472.

<sup>1890</sup> *Id.*, ¶¶ 471-479, haciendo alusión, entre otros a: Luna DT4, ¶¶ 24 y 114 y Anexos 30-33; Solís DT2, ¶¶ 68-72.

<sup>1891</sup> Réplica, ¶ 480, con referencia a: Luna DT4, ¶¶ 34-45.

<sup>1892</sup> Correo electrónico de fecha 11 de marzo de 2009 de Eric D’Argentré a los gerentes de mantenimiento del Consorcio (**Anexo E-504**) (“A partir de hoy que pongan en standby todas las ordenes de min/max (MRP), todos los servicios que no son urgentes (soldadura, instrumentación, mantenimiento vial, sistema, etc.), todos los gastos de RRCC, etc....”; “Gastaremos plata solamente en las cosas indispensables para mantener la producción y para evitar cualquier procedimiento legal por parte del estado ecuatoriano”).

de los Bloques 7 y 21 se encontraba en buen estado de conservación”, arguye que “ninguna de dichas declaraciones pretendía constituir una base adecuada a efectos de evaluar la verdadera condición técnica de la infraestructura de los Bloques 7 y 21 en ese entonces”.<sup>1893</sup> Ecuador sostiene, en particular, que (i) el Informe SGS del año 2009 no fue “nada más que un inventario de los equipos e instalaciones de campo para fines contables”, y no se trató de una inspección técnica que pudiera servir para establecer el estado de los equipos e instalaciones;<sup>1894</sup> (ii) la auditoría ambiental del Bloque 7 del año 2008 tuvo una duración de sólo una semana, lo que no habría sido suficiente para evaluar el estado de todos los equipos del Bloque;<sup>1895</sup> y (iii) en lo que se refiere a la auditoría ambiental del Bloque 21 del año 2008, aunque parece haber requerido una mayor cantidad de horas de trabajo, sus conclusiones se limitan a evaluar las instalaciones y los equipos del Bloque a la luz de su impacto ambiental, y en consecuencia, no brinda información útil en lo que respecta a su estado físico.<sup>1896</sup> En todo caso, Ecuador alega que las auditorías ambientales son de valor limitado para evaluar el estado técnico de equipos e instalaciones.<sup>1897</sup>

902. De manera similar, Ecuador desestima la relevancia del testimonio del Dr. Egan. Ecuador alega, en particular, que el testimonio de hecho del Dr. Egan es de valor limitado ya que sólo visitó los Bloques una vez en el año 2012, durante una semana. Por lo tanto, su testimonio respecto del estado de la infraestructura es, o bien de una fecha posterior a la toma de posesión, o se basa en la revisión de documentos; lo que Ecuador califica como un testimonio de referencia. Ecuador sostiene, asimismo, que las pruebas periciales del Dr. Egan son poco confiables, ya que “para evaluar si los equipos se encuentran en ‘buen estado’, y si ha existido ‘desgaste normal’, deben evaluarse las tasas de degradación”, y “dicha evaluación sólo puede realizarse de manera contemporánea; no puede deducirse de una inspección llevada a cabo tres años después en el año 2012 (que es lo que hizo el Dr. Egan), y tampoco por referencia a las prácticas genéricas de la industria (que es lo que pretenden hacer los Informes Periciales del Dr. Egan con respecto a todas

---

<sup>1893</sup> Réplica, ¶ 484.

<sup>1894</sup> *Id.*, ¶ 485, en alusión a: Luna DT4, ¶ 69 y Solís DT2, ¶ 85.

<sup>1895</sup> Réplica, ¶ 486, en alusión a: Puente DT1, ¶ 19.

<sup>1896</sup> Réplica, ¶ 487.

<sup>1897</sup> *Id.*, ¶ 486, en referencia a: Luna DT4, ¶ 71.

las categorías clave de equipos e infraestructura)". En consecuencia, deberían preferirse las pruebas contemporáneas de los señores Luna y Solís.<sup>1898</sup>

903. Según Ecuador, las pruebas que obran en el expediente establecen sin lugar a dudas que muchos de los equipos e instalaciones de los Bloques eran obsoletos o se encontraban en mal estado excediendo el desgaste normal. Los argumentos específicos de Ecuador en este sentido se resumen más adelante.
904. Ecuador cuantifica los daños sufridos como consecuencia de los incumplimientos por parte del Consorcio de sus obligaciones en materia de infraestructura en relación con los Bloques 7 y 21 en USD 17.231.458,85. Ecuador describe este monto como modesta, puesto que representa "sólo un 28% del presupuesto de mantenimiento del Consorcio durante la operación, o un déficit de mantenimiento de USD 2 millones por cada año de los seis años y medio de operación del consorcio".<sup>1899</sup>
905. Contrariamente a lo alegado por Burlington, Ecuador sostiene que ha sustanciado correctamente la totalidad de sus pretensiones por daño a la infraestructura y que no reclama costos relacionados con la expansión de los Bloques 7 y 21.<sup>1900</sup>

## 1.2. Posición de Burlington

906. Según Burlington, las reconvenciones en materia de infraestructura de Ecuador deberían desestimarse conjuntamente con su reclamación ambiental. El Consorcio cumplió con su obligación de mantener la infraestructura de los Bloques de conformidad con los estándares internacionales de ingeniería y en cumplimiento de los PC. En efecto, Ecuador no ha proporcionado pruebas convincentes en contrario. Burlington describe las reconvenciones de Ecuador como inventadas y "*subsidiariamente infundadas o irrelevantes para poder así renovar o reemplazar equipos subestándar*".<sup>1901</sup>
907. Con anterioridad al presente arbitraje, Ecuador nunca le había advertido al Consorcio de algún defecto importante en sus prácticas de mantenimiento o del estado de la infraestructura del Bloque. Aunque la expropiación frustró todo prospecto de un traspaso ordenado de los Bloques, el estado de la infraestructura a

---

<sup>1898</sup> R-EPA, ¶¶ 942-943 (énfasis eliminado).

<sup>1899</sup> *Id.*, ¶ 1007 (nota al pie omitida).

<sup>1900</sup> Réplica, ¶¶ 518-534.

<sup>1901</sup> CMCC, ¶ 637.

julio de 2009 cumplía con todas las obligaciones contractuales y legales del Consorcio.

908. Burlington alude a la Cláusula 5.1.8 del PC del Bloque 7 y a la Cláusula 5.1.7 del PC del Bloque 21, en virtud de las cuales el Consorcio se encontraba obligado a utilizar la infraestructura “de conformidad con los mejores estándares y prácticas generalmente aceptados de la industria hidrocarburífera internacional”.<sup>1902</sup>
909. La Demandante observa además que Ecuador adoptó los estándares del Instituto Americano del Petróleo (*API*, por sus siglas en inglés). El API es una de las varias agencias de formulación de estándares que establecen el consenso en la industria sobre las mejores prácticas respecto de la construcción y mantenimiento de equipos. Los estándares del API combinan técnicas de mantenimiento preventivo y predictivo. Las técnicas de mantenimiento preventivo hacen referencia a “actividades de mantenimiento planificadas, o a tareas programadas, independientemente de las condiciones en las cuales operan los equipos”, mientras que las técnicas de mantenimiento predictivo se utilizan “para adaptar las actividades de mantenimiento a las piezas de los equipo en funcionamiento”.<sup>1903</sup> Al adoptar ambas, tal como fue hecho por el Consorcio en el presente caso, los operadores garantizan el cumplimiento de las mejores prácticas de la industria.<sup>1904</sup>
910. Burlington también hace énfasis en que las Cláusulas 18.6 del PC del Bloque 7 y 18.6 del PC del Bloque 21 disponían que el Consorcio debía entregar los equipos en buen estado salvo por el desgaste normal. El Artículo 29 de la Ley de Hidrocarburos del año 1978 también hace referencia al “buen estado de conservación”. Contrario a lo que insinúa Ecuador, el buen estado de conservación no exige la entrega de equipos nuevos o actualizados. Ecuador afirma de manera equivocada que la infraestructura presente en los Bloques muestra más que un simple desgaste normal. No existe obligación alguna bajo los PC o la legislación ecuatoriana de reemplazar equipos simplemente por ser antiguos.
911. Burlington afirma además que Ecuador malinterpreta la noción de “obsolescencia”. Tal como explicó el perito de la Demandante, el Dr. Egan, la conceptualización de obsolescencia por parte Ecuador no concuerda con la definición comúnmente

---

<sup>1902</sup> *Id.*, ¶ 516.

<sup>1903</sup> *Id.*, ¶¶ 520-521, en referencia a: Intertek IP1, ¶ 27.

<sup>1904</sup> *Id.*, ¶ 522.

usada en la industria del petróleo.<sup>1905</sup> Tal como se afirma en un documento en el cual se apoya Ecuador, “la ‘clave no es la antigüedad de los equipos existentes, sino su estado”.<sup>1906</sup>

912. Burlington afirma que ha cumplido con las prácticas internacionales de la industria petrolera. En efecto, si el Consorcio no hubiese utilizado equipos de conformidad con las prácticas internacionales, no habría podido operar los campos durante más de siete años.<sup>1907</sup> Primero, los equipos se fabricaron de conformidad con los estándares internacionales. Esto fue confirmado, por ejemplo, por Moody International, que inspeccionó los tanques y certificó que se habían construido de conformidad con API 650.<sup>1908</sup> Ello fue además confirmado por el Dr. Egan y la Auditoría Ambiental del año 2008.<sup>1909</sup> Segundo, aproximadamente 200 empleados cualificados cursaron un programa de mantenimiento integral establecido por el Consorcio, que combinaba estrategias tanto preventivas como predictivas.<sup>1910</sup> Tercero, el Consorcio mantuvo registros de mantenimiento y se encontraba sujeto a exigentes obligaciones de información (presupuestos anuales, informes anuales, informes trimestrales).<sup>1911</sup>
913. En consecuencia, la Demandante afirma que las reconvenciones en materia de infraestructura de Ecuador carecen de fundamento jurídico y deberían ser desestimadas. No satisfecho con obtener más de USD 4.000 millones en ingresos de los Bloques desde su confiscación, Ecuador ahora pretende obtener USD 17 millones adicionales “*para actualizar la infraestructura confiscada al Consorcio*”.<sup>1912</sup> Teniendo en cuenta que no ascienden a más del 1% de la suma total reclamada por Ecuador en el marco del presente procedimiento, Burlington alega que las reconvenciones en materia de infraestructura han sido inventadas por Ecuador en aras de “*fundamentar sus alegaciones en materia ambiental*”,<sup>1913</sup> y “*ser*

---

<sup>1905</sup> *Id.*, ¶ 528; Dúplica, ¶ 343.

<sup>1906</sup> Dúplica, ¶ 343, en alusión a: Luna DT4, Anexo 48, R. L. Hughes, *Reasons to Replace Equipment*, 2001, Reliability.com, pág. 1.

<sup>1907</sup> CMCC, ¶ 530.

<sup>1908</sup> D'Argenté DT1, ¶ 92.

<sup>1909</sup> Intertek IP1, ¶ 107; Auditoría Ambiental del Bloque 21, noviembre de 2008, Tabla 5-4, págs. 5-26 (**Anexo CE-CC-183**). Burlington se refiere de manera errónea al Anexo E-153.

<sup>1910</sup> CMCC, ¶¶ 532-533.

<sup>1911</sup> *Id.*, ¶ 534.

<sup>1912</sup> C-EPA, ¶ 228.

<sup>1913</sup> *Id.*, ¶ 229.

*compensadas contra las reclamaciones de Perenco y de Burlington por la pérdida de sus inversiones en los Bloques*".<sup>1914</sup>

914. Burlington también afirma que el material probatorio que consta en el expediente demuestra en forma inequívoca que la infraestructura de los Bloques se encontraba en buen estado en julio de 2009. Esto fue confirmado expresamente por los dos informes redactados por Société Générale de Surveillance realizados en 2009 y 2010 (los "Informes SGS").<sup>1915</sup> En este sentido, carecen de relevancia los "informes de inspección que sirven a los propios intereses" de Ecuador, elaborados varios años después de la confiscación. Además, la reclamación de Ecuador de una indemnización por daños y perjuicios incluye costos relacionados con su decisión de aumentar la producción en los Bloques, así como otros costos no vinculados con el presente arbitraje.<sup>1916</sup>
915. Las evaluaciones contemporáneas de la infraestructura utilizada en los Bloques 7 y 21, alega Burlington, contradicen la tesis de obsolescencia y falta de mantenimiento de Ecuador, tal como demuestran los siguientes informes:
- i. Las Auditorías Ambientales del año 2008 de los Bloques 7 y 21 refutan la alegación de Ecuador de que la infraestructura se encontraba en "estado subestándar". La auditoría del Bloque 7 arribó a la conclusión de que "*en general las instalaciones y los equipos se encuentran en buen estado*", identificando sólo cuestiones menores de desgaste normal.<sup>1917</sup> De manera similar, la auditoría del Bloque 21 concluyó que las instalaciones se encontraban "*mantenidas en forma adecuada y se encuentran sujetas a un programa de mantenimiento continuo*".<sup>1918</sup>
  - ii. La evaluación realizada por SGS poco tiempo *antes* de la confiscación en julio de 2009 refuta asimismo las alegaciones de Ecuador. Todos los equipos en los Bloques fueron evaluados en ese momento, lo que dio como resultado un informe de 9000 páginas. SGS concluyó que aproximadamente el 92% de los

---

<sup>1914</sup> CMCC, ¶ 638.

<sup>1915</sup> Société Générale de Surveillance, Informe de Inventario 2009 (**Anexo CE-CC-217**) y Société Générale de Surveillance, Informe de Inventario, 2010 (**Anexo CE-CC-240**).

<sup>1916</sup> C-EPA, ¶ 231.

<sup>1917</sup> CMCC, ¶ 537; Auditoría Ambiental del Bloque 7, noviembre de 2008, pág. 82 (**Anexo CE-CC-182**).

<sup>1918</sup> CMCC, ¶ 538; Auditoría Ambiental del Bloque 21, noviembre de 2008, Sección 7, pág. 1 (**Anexo CE-CC-183**). Burlington se refiere de manera errónea al Anexo E-153.

equipos en el Bloque 7, y el 99% de los equipos en el Bloque 21, se encontraban de “*buen*” a “*muy buen*” estado.<sup>1919</sup> Por lo tanto, dicho informe no proporciona sustento alguno a las acusaciones exageradas por parte Ecuador en materia de condiciones desastrosas y peligrosas.<sup>1920</sup>

iii. El Informe SGS comisionado por Ecuador *después de* la confiscación confirmó una vez más el buen estado de la infraestructura en ambos Bloques.<sup>1921</sup>

916. Todas estas pruebas fueron corroboradas asimismo durante la Audiencia, durante la cual el Sr. D’Argentré explicó la manera en que los equipos utilizados en ambos Bloques se encontraban sujetos a la “supervisión *intensa*” del Gobierno durante todo el plazo de a lo largo de toda la duración de las operaciones del Consorcio.<sup>1922</sup>

917. Según Burlington, la Audiencia demostró que los testigos de Ecuador carecían de credibilidad o de conocimiento relevante. Mientras que Burlington eligió comisionar a un experto destacado en infraestructura de petróleo y gas, el Dr. Egan, para que evaluara las reconversiones de infraestructura, Ecuador decidió basarse exclusivamente en testigos de hecho, quienes carecían de credibilidad y conocimiento directo de las operaciones en los Bloques.<sup>1923</sup>

918. Burlington alega que, en todo caso, las reconversiones en materia de infraestructura de Ecuador son totalmente infundadas y, de hecho, comprenden una pretensión apenas disfrazada de mantenimiento de rutina (del tipo que Petroamazonas como operador debe asumir desde julio de 2009) y mejoramiento de los Bloques más allá de lo que la Demandante se encontraba contractualmente obligada a entregar. El Consorcio mantuvo y devolvió la infraestructura de acuerdo con los PC y la legislación ecuatoriana. Ecuador no ha aportado prueba fehaciente en contrario y en cambio ha fabricado reclamaciones por infraestructura que son, o

---

<sup>1919</sup> Société Générale de Surveillance, Informe de Inventario 2009 (**Anexo CE-CC-217**); Intertek IP1, ¶¶ 36-37.

<sup>1920</sup> CMCC, ¶¶ 539-542; C-EPA, ¶¶ 241-242.

<sup>1921</sup> Société Générale de Surveillance, Informe de Inventario 2009 (**Anexo CE-CC-217**); CMCC, ¶ 543; C-EPA, ¶¶ 243-244.

<sup>1922</sup> Tr. (Día 6) (ENG), 2050:4-16 (Interrogatorio Directo, D; Argentré). El Tribunal considera que el término “supervisión intensa” refleja mejor el testimonio del Sr. D’Argentré (“*intense oversight*”, en inglés) que la interpretación simultánea transcrita en la transcripción en español (“una participación gubernamental [...] extremadamente intensa” (Tr. (Día 6) (ESP), 2142:5-13). Véase, también: C-EPA, ¶ 246.

<sup>1923</sup> C-EPA, ¶¶ 233-239.

infundadas, o que no guardan relación con el presunto estado subestándar de los equipos en los Bloques.<sup>1924</sup>

## 2. Análisis

919. El Tribunal comenzará por establecer el marco legal aplicable (2.1) así como algunas consideraciones generales aplicables a todas las reconvenções en materia de infraestructura (2.2). Posteriormente, procederá a analizar cada una de las reconvenções de Ecuador en materia de infraestructura; esencialmente, las reclamaciones con respecto a los tanques (2.3), las líneas de flujo y oleoductos (2.4), los generadores eléctricos (2.5), las bombas, los equipos y sistemas, los sistemas de seguridad, las piezas de reposición y carreteras (2.6), y otras reclamaciones (2.7), antes de arribar a una conclusión (2.8).

### 2.1. Marco legal

920. Las Partes coinciden en que ciertas cláusulas de los PC establecen las obligaciones particulares del Consorcio con respecto a la infraestructura de los Bloques, tanto *durante la operación* de los Bloques 7 y 21 como *al término* de los PC.
921. La Cláusula 5.1.8 del PC del Bloque 7 y la Cláusula 5.1.7 del PC del Bloque 21 exigen que el Consorcio emplee personal cualificado y equipos y tecnología adecuados durante la operación de los Bloques. La Cláusula 5.1.8 reza lo siguiente:

*“5.1 Obligaciones de la Contratista: [...]*

*[...]*

*5.1.8 Utilizar personal cualificado, así como equipos, máquinas, materiales y tecnología adecuados, de conformidad con las prácticas generalmente aceptadas de la industria petrolera internacional”.*

922. La Cláusula 5.1.7 dispone de manera similar:

*“5.1 Obligaciones de la Contratista: [...]*

*[...]*

*5.1.7 Utilizar personal, equipos, maquinaria, materiales y tecnología de conformidad con los mejores estándares y prácticas generalmente aceptados en la industria hidrocarbúrfica internacional”.*<sup>1925</sup>

---

<sup>1924</sup> Dúplica, ¶¶ 402-423.

<sup>1925</sup> PC del Bloque 7 (**Anexo C-1; Anexo CE-CC-28**) y PC del Bloque (**Anexo C-2; Anexo CE-CC-13**).

923. Al término de los PC, las Cláusulas 5.1.22 y 18.6 del PC del Bloque 7 y las Cláusulas 5.1.21 y 18.6 del PC del Bloque 21 disponen que el Consorcio deberá entregar los pozos y los equipos a PetroEcuador en buen estado, salvo por el desgaste normal, y sin costo alguno. Específicamente, estas disposiciones se encuentran redactadas de la siguiente manera:

#### PC del Bloque 7

*“5.1.22 Al término del Contrato, entregar los pozos, bienes, instalaciones, equipos e infraestructura relacionados con el presente Contrato a PETROECUADOR, sin costo y en buen estado de conservación, según las disposiciones del Artículo veintinueve (29) de la Ley de Hidrocarburos”.*

*“18.6 Al término del presente Contrato, ya sea por vencimiento del Período de Producción o por cualquier otra causal durante el mismo Período, la Contratista entregará a PETROECUADOR, sin costo y en buen estado de conservación, todos los pozos en producción en ese momento, conjuntamente con los equipos, herramientas, maquinaria, instalaciones y demás bienes adquiridos en virtud de los términos del presente Contrato, y todos los bienes deben hallarse en buen estado de conservación salvo por el desgaste normal”.*

#### PC del Bloque 21

*“5.1.21 Al término del presente Contrato, la Contratista entregará a PETROECUADOR, sin costo y en buen estado de conservación, los pozos, bienes, instalaciones y equipos que haya adquirido a los fines del Contrato de conformidad con el artículo 29 de la Ley de Hidrocarburos”.*

*“18.6 Al término del presente Contrato y al final del Período de Producción o por cualquier otra causal que ocurra durante el mismo período, la Contratista entregará a PETROECUADOR, sin costo y en buen estado de producción, los pozos que en tal momento estuvieren en actividad, y en buenas condiciones, salvo por el desgaste normal, todos los demás equipos, herramientas, maquinarias, instalaciones y demás muebles e inmuebles adquiridos para los fines del presente Contrato”.*<sup>1926</sup>

924. Las disposiciones anteriormente citadas esencialmente reiteran las obligaciones establecidas en el Artículo 29 de la Ley de Hidrocarburos, al cual hacen referencia ambas disposiciones:

*“[A] término de un contrato de exploración y explotación, por vencimiento del plazo o por cualquier otra causa ocurrida durante el período de explotación, el contratista o asociado deberá entregar a PETROECUADOR, sin costo y en buen estado de producción, los pozos que en tal momento estuvieren en actividad; y, en buenas*

<sup>1926</sup> PC del Bloque 7 (**Anexo C-1; CE-CC-28**) y PSD del Bloque 21 (**Anexo C-2; Anexo CE-CC-13**).

condiciones, todos los equipos, herramientas, maquinarias, instalaciones y demás muebles e inmuebles que hubieren sido adquiridos para los fines del contrato [...]”.<sup>1927</sup>

925. En la opinión del Tribunal, estas disposiciones establecen dos obligaciones separadas, aunque relacionadas: la primera, es una obligación de medios, que se cumpliría si el Consorcio empleara los estándares y prácticas generalmente aceptados en la industria petrolera en la operación de los Bloques, mientras que la segunda constituye una obligación de resultado, que sólo se cumpliría si el Consorcio entregara los Bloques en un determinado estado al vencimiento de los PC. La determinación de si el Consorcio cumplió con su primera obligación dependerá de su estándar de diligencia, mientras que si cumplió con la segunda dependerá de una evaluación objetiva del estado de la infraestructura, independientemente de la diligencia. Sin embargo, en definitiva, el monto de cualquier compensación ha de determinarse sobre la base del daño realmente ocasionado.
926. Con respecto a la primera obligación, la obligación de medios, las Partes están de acuerdo en que los “*mejores estándares y prácticas generalmente aceptados en la industria hidrocarburífera internacional*”, a los que se hace alusión en las cláusulas citadas *supra*, incluyen en particular los estándares del Instituto Americano del Petróleo (API); los cuales son avalados por la legislación ecuatoriana.<sup>1928</sup> Por ejemplo, el Artículo 10 del ROH dispone que los contratistas “deberán aplicar, al menos” el estándar API “y cualquier otra norma o estándar de la industria petrolera”:

**“Normas y estándares:** En las operaciones hidrocarburíferas, PETROECUADOR y las contratistas deberán aplicar, al menos, las prácticas recomendadas por el American Petroleum Institute (API) particularmente las siguientes: ‘Exploration and Production Standards’ y el ‘Manual of Petroleum Measurement Standards’ y cualquier otra norma o estándar de la industria petrolera”.<sup>1929</sup>

927. Además, el RAOHE establece estándares específicos relacionados con la infraestructura y contiene varias referencias a los estándares API.<sup>1930</sup> De manera similar, tampoco se controvierte que los estándares API combinan técnicas de mantenimiento preventivo y predictivo.

---

<sup>1927</sup> Ley de Hidrocarburos, Artículo 29 (**Anexo EL-92**).

<sup>1928</sup> Véanse: [www.api.org](http://www.api.org) y Catálogo Publicaciones, Programas y Servicios del Instituto Americano del Petróleo del año 2010 (**Anexo E-299**).

<sup>1929</sup> ROH, Artículo 10 (**Anexo EL-181**).

<sup>1930</sup> RAOHE, Artículos 25, 71 y 72 (**Anexo EL-174**).

928. Con respecto a la obligación de resultado de Burlington, la obligación de Burlington consistía en entregar los equipos en buen estado (de funcionamiento), salvo por el desgaste normal. Para Ecuador, esta obligación está conformada por la obligación del Consorcio de cumplir con los mejores estándares y prácticas, de la siguiente manera:

*“[E]l contenido de la obligación de devolución positiva del Consorcio simplemente está conformada por la obligación continua del Consorcio de operar los equipos según los “mejores estándares y prácticas generalmente aceptados en la industria hidrocarburífera internacional”. En consecuencia, por los motivos explicados por el Dr. Egan cuando fue sometido a conainterrogatorio: (i) “Buen estado” significa que tanto los equipos como la infraestructura se han mantenido de acuerdo a la mejor práctica internacional y funcionan de conformidad con los niveles de desempeño estándar de la industria esperados para equipos e infraestructura de ese tipo y antigüedad; y (ii) “desgaste normal” significa que los equipos sólo se degradan en el porcentaje previsto por la industria para equipos que se han mantenido de conformidad con las mejores prácticas internacionales (la cuestión relevante es la evaluación de las tasas reales de degradación, no simplemente el mantenimiento según los intervalos de mantenimiento del fabricante). “Buen estado” no significa simplemente “ausencia de problemas” al momento de la terminación”.*<sup>1931</sup>

929. Ecuador afirma asimismo que, según los mejores estándares y prácticas en la industria hidrocarburífera internacional, debe reemplazarse la infraestructura de exploración y producción cuando (a) ha devenido obsoleta, o (b) ya no se encuentra apta para el servicio. Las Partes parecen coincidir en que deben reemplazarse los equipos que no se encuentran aptos para el servicio, pero difieren en su definición de obsolescencia:

- i. Burlington, invocando al Dr. Egan, sostiene que “en la industria petrolera de exploración y producción no se consideran obsoletos los equipos que funcionan correctamente que puedan ser reparados. En cambio, los equipos de los campos petrolíferos devienen obsoletos cuando ya no operan y no son pasibles de mantenimiento porque (i) el fabricante ya no se encuentra en el mercado, (ii) las piezas de reposición ya no se encuentran disponibles, o (iii) ya no se encuentran disponibles los proveedores del servicio de mantenimiento”.<sup>1932</sup> El Dr. Egan no cita estándares petroleros, sino un artículo

<sup>1931</sup> R-EPA, ¶ 936 (énfasis en el original).

<sup>1932</sup> Intertek IP2, ¶ 25. Véase, asimismo: Intertek IP1, ¶ 131.

comentando sobre la noción de obsolescencia en equipos de la fuerza aérea.<sup>1933</sup>

- ii. Ecuador, invocando al Sr. Luna, sostiene que “la obsolescencia es una regla de eficiencia que considera tanto la tecnología de los equipos como la disponibilidad de repuestos, el costo del mantenimiento (que es función de la calidad del mantenimiento), si ha superado o no su vida útil, [...]. [D]entro del concepto de obsolescencia se debe incluir la seguridad operativa”.<sup>1934</sup> Por lo tanto, Ecuador considera que los criterios del Dr. Egan son demasiado restrictivos “e incluso absurdos en tanto implican que los equipos no son obsoletos (y, en consecuencia, que no requieren ser reemplazados siempre y cuando no fallen) aunque se encuentre disponible una tecnología más moderna y eficiente y/o los equipos ya no sean seguros de operar”.<sup>1935</sup>

930. El Tribunal observa que ni el Dr. Egan ni el Sr. Luna han hecho alusión a estándares de la industria hidrocarburífera para realizar estas afirmaciones. Por lo tanto, ha considerado cada una de las posiciones en el contexto de la obligación contractual de Burlington, la cual consistía en entregar los equipos en buen estado (de funcionamiento), salvo por el desgaste normal; sin exigir que Burlington los actualizara a tecnologías más modernas y eficientes. Por lo tanto, el Tribunal concluye que Burlington debía reemplazar los equipos cuando ya no fueran aptos para el servicio, cuando ya no pudieran operarse ni ser sometidos a mantenimiento, cuando excedieran su vida útil, o (incluso si no se cumplieran las anteriores condiciones), cuando conllevaran un riesgo de seguridad operativo.<sup>1936</sup>
931. Con estos estándares en mente, el Tribunal procederá a analizar las reconveniones de Ecuador en materia de infraestructura.

---

<sup>1933</sup> Intertek IP1, ¶ 130, citando: JB Bissell, *Obsolete Obsolescence*, 2 de marzo de 2012 (**Anexo CE-CC-262**).

<sup>1934</sup> Luna DT4, ¶¶ 57, 61, citando: R. L. Hughes, *Reasons to Replace Equipment*, 2001, [www.Reliability.com](http://www.Reliability.com) (**Luna DT4, Anexo 48**).

<sup>1935</sup> Réplica, ¶ 453(a).

<sup>1936</sup> El Tribunal ha observado en particular el artículo citado por el Sr. Luna en Anexo 48: R. L. Hughes, *Reasons to Replace Equipment*, 2001, [www.Reliability.com](http://www.Reliability.com) (“¿Entonces, ¿cómo sabemos cuándo los equipos han alcanzado realmente, o se aproximan, al término de su ciclo de vida útil? [...] Primero y principal, se trata de la seguridad. [...] Cuando los equipos presentan un riesgo de seguridad inaceptable para la planta, el personal de planta o el medio ambiente – ¡reemplácelos!”).

## 2.2. Consideraciones generales sobre la evaluación de las reconversiones en materia de infraestructura

932. Antes de proceder a analizar cada una de las reconversiones en materia de infraestructura *infra*, el Tribunal desea hacer mención a tres puntos.
933. Primero, ambas Partes impugnan la credibilidad o relevancia de los testigos y peritos de la otra Parte. El Tribunal reconoce que el testimonio de testigos y peritos presentados por ambas Partes presenta algunas limitaciones. Con respecto a las pruebas testimoniales, el Tribunal observa en particular que sólo uno de los testigos de Ecuador (el Sr. Solís) estuvo presente en los Bloques durante la operatoria del Consorcio, y Burlington ha impugnado su credibilidad.<sup>1937</sup> De manera similar, Ecuador impugna la relevancia del testimonio del Sr. D'Argentré, debido a que únicamente estuvo presente en los Bloques desde el año 2007 en adelante. En cuanto a las pruebas periciales, Ecuador impugna el testimonio del Dr. Egan. Ecuador alega que, debido a que sólo visitó los campos en el año 2012, no puede acreditar, como cuestión de hecho, el estado de la infraestructura en el año 2009, ni tampoco puede proporcionar un dictamen pericial respecto de la degradación de la infraestructura en esa fecha. El Tribunal concuerda con que el Dr. Egan no es un testigo de hecho, pero no encuentra motivo alguno para desestimar categóricamente los dictámenes periciales del Dr. Egan con base en su análisis de documentos contemporáneos.
934. En consecuencia, y en la medida de lo posible, el Tribunal se basará, en primer lugar, en documentos contemporáneos para determinar el estado de la infraestructura en la fecha de la toma de posesión. Sin embargo, de basarse en pruebas testimoniales, el Tribunal tendrá en consideración el conocimiento real del testigo en particular. De manera similar, de basarse en pruebas periciales, el Tribunal considerará si dichas pruebas encuentran sustento en la evaluación objetiva de documentos contemporáneos a la luz de los estándares y prácticas aplicables de la industria.
935. Segundo, obran en el expediente dos informes contemporáneos elaborados por un tercero independiente, SGS, en los años 2009 y 2010 (los "Informes SGS").<sup>1938</sup> Ambos documentos evalúan el estado de la infraestructura (incluidos los equipos, las instalaciones y demás bienes) de los Bloques 7 y 21 según cinco categorías:

---

<sup>1937</sup> C-EPA, ¶¶ 234-235.

<sup>1938</sup> Société Générale de Surveillance, Informe de Inventario 2009 ([Anexo CE-CC-217](#)); Société Générale de Surveillance, Informe de Inventario, Julio 2010 ([Anexo CE-CC-240](#)).

muy bueno, bueno, regular, malo y deficiente.<sup>1939</sup> Según dichos informes, se consideró que una mayoría significativa de la infraestructura se encontraba en buen estado o en muy buen estado. En efecto, esto parece confirmarse por algunas de las reclamaciones de Ecuador, tales como aquellas relacionadas con tanques y bombas: la Demandada pretende una compensación por lo que aduce era el estado subestándar de sólo 3 tanques de los 89 presentes en los Bloques, y de sólo 5 bombas de las 160 en los Bloques. Es cierto que Ecuador desestima los Informes SGS bajo el argumento de que se tratan de simples inventarios de activos.<sup>1940</sup> Por su parte, el perito de la Demandante, el Dr. Egan, considera que estos informes son “*muy importantes*” “*como punto de partida*” pero reconoce que no son equivalentes a una auditoría técnica del estado de los equipos.<sup>1941</sup>

936. Teniendo en cuenta las presentes limitaciones, el Tribunal tendrá en cuenta los Informes SGS cuando correspondiere, en especial ante la ausencia de pruebas contemporáneas u otras pruebas contundentes.

937. Tercero, no se controvierte que Petroamazonas expandió las operaciones e incrementó la perforación y producción en ambos Bloques, a partir de enero de 2010.<sup>1942</sup> Para cualquier observador externo, esta expansión y aumento en la producción implicaría una necesidad de mejorar la infraestructura existente. Aquí nuevamente, Ecuador pretende restarle importancia a este hecho. En particular, hace hincapié en que ninguna de las sumas reclamadas se asocia con la expansión de la producción en los Bloques.<sup>1943</sup> Las sumas reclamada (aproximadamente USD 17 millones), confirman lo anterior al ser comparada con los costos anuales

---

<sup>1939</sup> Las planillas Excel en los Anexos CE-CC-240 y 217 muestran columnas con los encabezados “MB”, es decir, “muy bueno”, “B”, es decir, “bueno”, “R”, es decir, “regular”, “M”, es decir, “malo” y “D”, es decir, “deficiente”.

<sup>1940</sup> R-EPA ¶¶ 980-983; Solís DT2, ¶¶ 94-95.

<sup>1941</sup> Tr. (Día 6) (ENG), 2152:16-2153:12 (Tribunal, Dr. Egan). El Tribunal se ha referido a la transcripción en inglés ya que el testimonio citado parece no haber sido interpretado al español y no se encuentra reflejado en la transcripción en español. Tr. (Día 6) (ESP) 2238:16-2239:9.

<sup>1942</sup> Informe de auditoría con un propósito especial a las inversiones, costos y gastos del Bloque 7 (incluye Campo Coca-Payamino), Administración Temporal Petroamazonas S.A. (Actual Petroamazonas EP), Periodos del 17 de julio al 31 de diciembre del 2009 y del 1 de enero al 20 de julio del 2010 (**Anexo E-542**); Informe de auditoría con un propósito especial a las inversiones; ingresos; costos y gastos de producción, transporte y otros costos y gastos Perenco Ecuador Limited, Bloque 21, Periodo 1 de enero al 31 de diciembre del 2010, alcance año (**Anexo E-543**).

<sup>1943</sup> R-EPA ¶ 993, que invoca las declaraciones testimoniales de los Sres. Montenegro y Luna, en particular: Montenegro DT3, ¶ 19; Luna DT4, ¶ 32.

promedio de mantenimiento de Petroamazonas de USD 25 millones, asevera la Demandada.<sup>1944</sup>

938. En general, el Tribunal no tiene motivo para poner en duda la afirmación de Ecuador en el sentido de que las sumas reclamadas en el presente caso no guardan relación con las actividades de expansión en los Bloques 7 y 21. Sin embargo, las pruebas de las actividades de expansión de Petroamazonas ocasionalmente hacen que sea difícil establecer los hechos tal y como se presentaban en el momento en que Burlington abandonó los Bloques. El Tribunal tomará ello en cuenta cuando evalúe el material probatorio, y procederá ahora a analizar cada tipo de reclamación de manera individual.

### 2.3. Reclamaciones relacionadas con los tanques

#### 2.3.1. Posición de Ecuador

939. Ecuador alega que el Consorcio operó y construyó instalaciones subestándar (aludiendo principalmente a las plataformas y a las CPF). Continuó utilizando instalaciones que se habían construido hacía “más de 15 años” sin reemplazarlas.<sup>1945</sup> Incluso construyó nuevas instalaciones “*utilizando bombas y tanques antiguos reciclados de instalaciones anteriores que fueron desmanteladas para éste propósito*”,<sup>1946</sup> incluidos equipos que eran “*demasiado antiguos*”<sup>1947</sup> para ser reciclados.
940. Ecuador afirma que los tanques de almacenamiento constituyen un ejemplo destacable de cómo el Consorcio utilizó y construyó instalaciones que no cumplían con los estándares de la industria.<sup>1948</sup> Primero, Ecuador sostiene que el Consorcio compró tanques subestándar para evitar los costos asociados a tanques más onerosos de proveedores establecidos. Además, Ecuador hace énfasis en que el Consorcio no construyó ni un solo tanque en el Bloque 7 con materiales nuevos. Aunque no es prohibido reciclar partes de tanques antiguos, hacerlo debe cumplir con requisitos estrictos que no fueron satisfechos en el presente caso. En consecuencia, dichos tanques suponían un riesgo tanto de seguridad como medioambiental. En cuanto al Bloque 21, los tanques fueron adquiridos en

---

<sup>1944</sup> R-EPA ¶ 993.

<sup>1945</sup> Solís DT1, ¶ 11.

<sup>1946</sup> 2º SMCC, ¶ 371.

<sup>1947</sup> *Ibid.*, citando: Solís DT1, ¶ 13.

<sup>1948</sup> 2º SMCC, ¶¶ 368-376.

descuento a una compañía carente de experiencia, y, por lo tanto, no resulta sorprendente que fueran subestándar.

941. Segundo, el Consorcio no mantuvo estos tanques de manera adecuada. Inspecciones llevadas a cabo desde el 2010 en adelante demuestran que varios tanques en los Bloques 7 y 21 necesitaban reparación dado su mal estado de conservación, el cual excedía el desgaste normal. Estos tanques suponían riesgos significativos para la seguridad y el ambiente. Un tanque de almacenamiento de 5.000 barriles en la CPF Oso, por ejemplo, “*sólo concedía un tiempo de reacción de 30 minutos desde la falla de la bomba antes de que se produjera un derrame*”.<sup>1949</sup> El Consorcio pretendió también indebidamente minimizar la gravedad de la situación en su Auditoría Ambiental del año 2008.<sup>1950</sup>

942. Ecuador especifica que los siguientes tanques se encontraban en mal estado más allá del desgaste normal:

i. El tanque T-400 de la CPF Yuralpa. Según Ecuador, el mal estado de conservación de este tanque fue reportado en dos inspecciones en los años 2010 y 2011. La inspección del año 2011 informó que se había deteriorado el 71% del revestimiento interno del tanque y recomendaba una reparación exhaustiva del interior del tanque, la cual fue realizada por un tercero.<sup>1951</sup>

ii. Los tanques T-101 (T-72130A), T-102 (T-72130B) y T-104 (actualmente T-72400) de la CPF La Gacela. Según Ecuador, varias inspecciones realizadas entre los años 2010 y 2012 detectaron serios niveles de corrosión en niveles que excedían el desgaste normal, y recomendaron la reparación integral del tanque T-104, la cual se realizó en el año 2012. Los informes de inspección de los tanques T-101 y T-102 indicaron asimismo que estos tanques presentaban un desgaste más allá del desgaste normal y que debían reemplazarse.<sup>1952</sup> Según Ecuador, esto demuestra que el mantenimiento del Consorcio fue insuficiente.

iii. Los tanques T-101 (T-71130), T-102 (T-71400A) y T-106 (T-71400B) de la CPF Coca. Ecuador alega que las inspecciones realizadas en los años 2011 y

---

<sup>1949</sup> *Id.*, ¶ 373.

<sup>1950</sup> *Id.*, ¶ 377.

<sup>1951</sup> Réplica, ¶ 493(a), Luna DT4, Anexos 45, 52 y 53.

<sup>1952</sup> Réplica, ¶ 493(b); Luna DT4, Anexos 55, 56, 57, 58, 59, 60.

2012 identificaron niveles de corrosión que excedían el desgaste normal en placas y techo, así como juntas con filtraciones y anillos de hormigón agrietados.<sup>1953</sup> Según Ecuador, esto demuestra que las reparaciones realizadas por el Consorcio en los tanques T-101 y T-102 fueron insuficientes.<sup>1954</sup>

iv. Los tanques T-101 (T-70130), T-102 (T-70100) y T-105 (T-70400) de la CPF Payamino. Ecuador observa que las inspecciones realizadas entre los años 2010 y 2011 identificaron cuestiones de desgaste anormal, incluido el hecho de que deberían haberse reemplazado cuatro anillos y el techo del tanque T-101 antes de julio de 2009 (según la tasa de corrosión de ese momento).<sup>1955</sup>

943. De esos tanques, Ecuador reclama las sumas erogadas para reparar Gacela T-104, Payamino T-102 y Yuralpa T-400, por un total de USD 902.962.<sup>1956</sup>

### **2.3.2. Posición de Burlington**

944. Por el contrario, Burlington sostiene que el Consorcio contaba con un programa de mantenimiento de tanques adecuado, el cual incluía protección catódica e inspecciones frecuentes para verificar corrosión externa, abolladuras y filtraciones.<sup>1957</sup>

945. Burlington observa asimismo que la reclamación de Ecuador guarda relación con sólo tres de los 89 tanques en los Bloques. El bajo porcentaje de tanques objeto de este reclamo (3.3%) demuestra que la vasta mayoría de los tanques se encontraban en buen estado en el momento en que Ecuador tomó posesión de los Bloques y es prueba de que el programa integral de mantenimiento y reparación de tanques del Consorcio era efectivo.<sup>1958</sup>

946. Además, Burlington alega que los tanques del Bloque 7 que, según Ecuador, requerían ser reemplazados o reparados, fueron sometidos a reparaciones integrales entre 2005 y 2008 o fueron retirados del servicio con aprobación

---

<sup>1953</sup> Réplica, ¶ 493(c); Luna DT4, Anexos 27, 61, 62, 63, 64, 65.

<sup>1954</sup> Réplica, ¶ 493(c); Solís DT2, ¶¶ 51-52.

<sup>1955</sup> Réplica, ¶ 493(d); Solís DT2, ¶ 49; Luna DT4, ¶ 93 y Anexo 68.

<sup>1956</sup> Réplica, ¶¶ 515 y 523; Montenegro DT1, ¶ 23, Montenegro DT3, ¶ 17 y Anexos 3-5; Luna DT4, ¶ 160 y Anexos 54 y 90.

<sup>1957</sup> CMCC, ¶ 547.

<sup>1958</sup> Dúplica, ¶ 381.

gubernamental.<sup>1959</sup> Con respecto a los tanques del Bloque 21, estos fueron construidos de conformidad con los estándares de la industria y se les mantuvo de manera adecuada con un proceso de protección catódica.<sup>1960</sup> En particular, Burlington afirma que la degradación y corrosión denunciadas en los tres tanques sobre los cuales Ecuador funda su reclamación, ocurrieron bajo la vigilancia de Petroamazonas, mucho tiempo después de que el Consorcio abandonara los Bloques.<sup>1961</sup> En consecuencia, concluye Burlington, las reclamaciones de Ecuador en materia de tanques son infundadas, por lo que deberían desestimarse.

### 2.3.3. Análisis

947. Ecuador cuestiona las prácticas del Consorcio en materia de construcción y mantenimiento de los tanques de almacenamiento. Afirma asimismo que cuando Ecuador tomó posesión de los Bloques, 10 de los 89 tanques se encontraban en mal estado más allá del desgaste normal, aunque circunscribe su reclamación de indemnización por daños y perjuicios al costo de reparación de tres tanques.
948. El Tribunal considera que Ecuador no ha sustanciado su afirmación de que el Consorcio no construyó ni mantuvo los tanques de conformidad con los estándares y prácticas de la industria.
949. Primero, el Dr. Egan ha confirmado que, en su opinión como experto, estos tanques fueron construidos y mantenidos de conformidad con los estándares de la industria. El Dr. Egan observa (y el Sr. Luna no está en desacuerdo) que los tanques de almacenamiento están construidos según la norma API 650, mientras que su mantenimiento se rige por la norma API 653, y los tanques atornillados de almacenamiento para el procesamiento de petróleo se rigen por la norma API 12B.<sup>1962</sup> Tras revisar una selección de los tanques en los Bloques (entre 15 y 20) durante sus visitas en el año 2012, así como los registros de mantenimiento, el Dr. Egan confirmó que el Consorcio cumplió con dichos estándares. Específicamente:
- i. Con respecto a la construcción, el Dr. Egan confirmó que todos los tanques que examinó tenían adjuntas las placas identificación de los fabricantes, lo

---

<sup>1959</sup> CMCC, ¶¶ 548-553.

<sup>1960</sup> *Id.*, ¶¶ 554-556.

<sup>1961</sup> C-EPA, ¶ 264.

<sup>1962</sup> Intertek IP1, ¶ 105.

que indica que los tanques fueron construidos de conformidad con la norma API 650.<sup>1963</sup>

- ii. Con respecto al mantenimiento, el Dr. Egan confirmó que “el Consorcio (1) inspeccionó periódicamente los tanques y llevó registros de las observaciones realizadas durante esas inspecciones; (2) monitoreó la corrosión de los tanques según la norma API 653; (3) implementó un programa efectivo de protección catódica; (4) trabajó con contratistas independientes para realizar evaluaciones integrales periódicas para poder así identificar reparaciones necesarias; (5) diseñó planes para reparar los tanques de mayor tamaño en los Bloques; (6) mantuvo informado a Ecuador de los planes de reparación de tanques; e (7) implementó estos planes”.<sup>1964</sup> Luego, el Dr. Egan concluyó que “en vista de la diligencia del Consorcio en la inspección de los tanques, el control y monitoreo de la corrosión, las evaluaciones minuciosas, y la creación e implementación de planes de reparación de tanques, creo que el Consorcio fue un operador responsable y cumplió con las mejores prácticas de la industria”.<sup>1965</sup> Para sustentar esta conclusión, el Dr. Egan citó numerosos informes de inspección y registros de mantenimiento.<sup>1966</sup>

950. El Tribunal es consciente de que la inspección física del Dr. Egan se circunscribió a 15 a 20 de los 89 tanques, y que el Sr. Luna ha objetado su evaluación de los registros de inspección del Consorcio. Sin embargo, el hecho de que Ecuador haya limitado sus comentarios a 10 de los 89 tanques (es decir, 11%), y que reclame una indemnización por daños y perjuicios con respecto a sólo 3 de ellos (3%), sugiere que el plan de mantenimiento del Consorcio fue adecuado en términos generales, y que los problemas constituyeron la excepción.

951. Segundo, tal como lo ha señalado el Dr. Egan, las inspecciones realizadas por Petroamazonas tuvieron lugar entre los años 2010 y 2012, es decir, entre uno a tres años después de la toma de posesión de los Bloques, y el tipo de corrosión identificado por Petroamazonas en los tanques es uno que normalmente ocurre rápidamente. En consecuencia, inspecciones realizadas un año más tarde, o con

---

<sup>1963</sup> *Id.*, ¶ 107.

<sup>1964</sup> *Id.*, ¶ 110.

<sup>1965</sup> *Id.*, ¶ 123.

<sup>1966</sup> *Id.*, ¶¶ 110-123, en referencia a: **Anexos CE-CC-164; CE-CC-188; CE-CC-212; CE-CC-075; CE-CC-211; CE-CC-005; CE-CC-170; CE-CC-160; CE-CC-086; CE-CC-092; CE-CC-181; CE-CC-087; CE-CC-148.**

posterioridad, no podrían demostrar si la corrosión alegada fue ocasionada por el Consorcio. El Dr. Egan explica esto de la siguiente manera:

*“Ecuador se basa en ‘inspecciones de tanques’ realizadas ‘a partir del año 2010’ para demostrar que un determinado grado de corrosión afectó a los tanques en el mes de julio de 2009. Se trata de un enfoque arriesgado ya la que corrosión puede desarrollarse y propagarse en forma rápida debido a vapores internos del líquido contenido en el tanque. Tal como discutió el Sr. Luna en su tercera declaración testimonial, existen dos tipos de corrosión: ‘la corrosión homogénea’, que afecta al equipo de manera uniforme, y la corrosión ‘localizada’, que aparece en forma de ‘picadura’ (agujeros) y fisuras. En tanto la corrosión homogénea tiene como consecuencia el desgaste normal y puede tratarse y repararse de manera más fácil, la corrosión localizada ‘es insidiosa y generalmente redundante en una falla o incluso destrucción total del equipo sin advertencia’.*

*La corrosión ‘localizada’ puede ocurrir muy rápidamente y es con frecuencia imprevista. Este tipo de corrosión por lo general ocurre desde el interior de los tanques, ya que los tanques de fluidos almacenados contienen una cantidad considerable de oxígeno, dióxido de carbono, y ácidos, que forman una sustancia corrosiva. Al condensarse el ácido en el techo del tanque, adquiere mayor concentración cuando ocurre la evaporación y puede volverse extremadamente corrosivo (como parece haber ocurrido en el tanque Gacela T-104, por ejemplo).*

*Por lo tanto, es incorrecto suponer, tal como hace el Sr. Luna, que el estado de corrosión en un momento determinado refleje con exactitud el estado un año antes o más”.<sup>1967</sup>*

952. Con base en lo anterior, el Dr. Egan concluye que *“ninguno de los informes de inspección presentados por Ecuador, algunos de los cuales se realizaron dos años y medio después de que Ecuador tomara posesión de los Bloques, sugiere que el daño presente en los tanques fuera ocasionado por las operaciones del Consorcio. En cambio, parece que los tanques se encuentran en un estado mucho peor desde que Petroamazonas tomó posesión de los Bloques”*.<sup>1968</sup>
953. Tras haber considerado tanto el testimonio del Sr. Luna como el del Dr. Egan, así como los documentos que obran en el expediente, el Tribunal llega a la conclusión de que Ecuador no ha establecido que el Consorcio violara su obligación de construir y mantener los tanques según los estándares de la industria.
954. El Tribunal procederá ahora a analizar la afirmación de Ecuador de que el Consorcio entregó determinados tanques que muestran un deterioro más allá del

---

<sup>1967</sup> Intertek IP2, ¶¶ 79-81, citando: Luna DT4, ¶ 65.

<sup>1968</sup> Intertek IP2, ¶ 82.

desgaste normal. En tanto Ecuador reclama indemnización por daños y perjuicios por sólo tres tanques específicos, el Tribunal centrará su análisis en dichos ítems.

#### a. Tanque Gacela T-104

955. Según el expediente, el tanque Gacela T-104 se inspeccionó en los meses de diciembre de 2010, diciembre de 2011 y febrero de 2012.<sup>1969</sup> En la inspección del mes de diciembre de 2010, se detectaron problemas con el techo del tanque, el cual estaba agujereado y presentaba un alto nivel de oxidación.<sup>1970</sup> En la inspección del mes de diciembre de 2011, se informó que “los daños producidos por los procesos corrosivos han aumentado de una manera significativa desde el registro que se tiene en el mes de marzo” y se requirió un cambio completo del techo, entre otras medidas.<sup>1971</sup> En la inspección de febrero de 2012, se concluyó que debían reemplazarse el techo y el suelo del tanque, y que había que implementar un sistema de protección catódica.<sup>1972</sup> Los Informes SGS no son de utilidad en este contexto ya que no mencionan este tanque.
956. El Dr. Egan admite que las fotografías tomadas durante estas inspecciones “*demuestran claramente niveles importantes de corrosión*”, pero opina que “*Ecuador no explica cómo la corrosión por picaduras del tanque Gacela T-104 al momento de las inspecciones se atribuye al Consorcio*”.<sup>1973</sup> Según el Dr. Egan, el hecho de que el tanque estuviera en buenas condiciones durante las inspecciones de diciembre de 2008 y abril de 2009 sugiere que también lo estuvo en julio de 2009.
957. Al Tribunal no le convencen las explicaciones del Dr. Egan. La corrosión del techo del tanque reportada en 2010 ya había sido señalada durante las inspecciones del Consorcio de diciembre de 2008 y abril de 2009, a pesar de que el techo aún se considerara en buen estado en ese entonces.<sup>1974</sup> El Dr. Egan reconoce que “*es completamente posible que la pequeña corrosión identificada en el mes de abril de 2009 haya avanzado rápidamente y se haya hecho visible en el mes de diciembre*”

---

<sup>1969</sup> Luna DT4, Anexos 55 a 57.

<sup>1970</sup> *Id.*, Anexo 55, pág.1.

<sup>1971</sup> *Id.*, Anexo 56, págs. 6-7.

<sup>1972</sup> *Id.*, Anexo 57, pág. 12.

<sup>1973</sup> Intertek IP2, ¶ 87.

<sup>1974</sup> Consorcio Bloque 7 y Bloque 21 – Bloque 7 Inspección Mensual de Tanques (**Anexo CE-CC-164**), págs. 15 y 58, y Inspección Mensual de Gacela Tanque No. T-104 (**Anexo CE-CC-341**).

de 2010<sup>1975</sup>. En consecuencia, el Tribunal considera razonable concluir que la causa de la corrosión puede remontarse a la operativa por parte del Consorcio.

958. Por lo tanto, el Tribunal otorga una indemnización por daños y perjuicios en la suma de USD 293.442,00, que Ecuador erogó para reparar el tanque Gacela T-104.<sup>1976</sup> El Tribunal observa que, como tal, Burlington no cuestionó la cuantificación de este reclamo.

#### **b. Tanque Payamino T-102**

959. Ecuador aduce que las inspecciones del tanque Payamino se realizaron entre los años 2010 y 2011. Como soporte, proporciona el contrato firmado entre Petroamazonas y Conduto para efectuar las reparaciones del tanque T-102, las cuales se centraron principalmente en la limpieza y pintura del tanque tanto en su interior como exterior.<sup>1977</sup> Este documento no contiene una descripción del estado del tanque en ese entonces.
960. La prueba documental sobre el estado de este tanque antes de julio de 2009 se encuentra en un documento preparado por el Consorcio en abril de 2008, que establece las bases del proceso de licitación para reparar los tanques Coca y Payamino.<sup>1978</sup> Dicho documento revela que, si bien en el mes de marzo de 2008 este tanque no se encontraba en estado crítico, sí requería tareas adicionales de inspección y reparación. El documento menciona, en concreto, que el tanque T-102 debía limpiarse y pintarse.<sup>1979</sup> El Dr. Egan reconoce esto ,pero advierte que, “*en función de este informe de reparación, el Consorcio desarrolló un plan de proyecto con una fecha de inicio propuesta para el mes de octubre de 2009 y una duración de ocho semanas para realizar las reparaciones necesarias*”; sin embargo, para ese entonces el Consorcio ya no manejaba los Bloques.<sup>1980</sup>
961. Aunque ello puede haber sido el caso, el expediente demuestra que este tanque desarrolló corrosión más allá del desgaste normal durante la gestión del Consorcio,

---

<sup>1975</sup> Intertek IP2, ¶ 89.

<sup>1976</sup> Luna DT4, Anexo 90.

<sup>1977</sup> Montenegro DT3, Anexo 5.

<sup>1978</sup> Solís DT2, Anexo 34. Los Informes SGS tampoco son relevantes en este contexto ya que no hacen referencia específica a este tanque.

<sup>1979</sup> Solís DT2, Anexo 34, págs. 60-62 en la versión en español.

<sup>1980</sup> Intertek IP2, ¶ 93, con referencia a: Informe de remediación del incidente en la CPF Mono, incluyendo posteriores comunicaciones y aprobaciones, julio a octubre de 2008 (**Anexo CE-CC-343**).

y a la fecha de la toma de posesión no había sido reparado. Ecuador pide USD 322.960,42 por las reparaciones hechas a este tanque,<sup>1981</sup> un monto que Burlington no controvierte como tal. Sin embargo, el Tribunal observa que el monto solicitado por Ecuador incluye reparaciones hechas a tuberías y otros activos. Si bien el Tribunal considera que la reclamación de Ecuador respecto de tuberías se encuentra justificada (véase la Sección 2.4 *infra*), considera que Ecuador no ha justificado las demás reparaciones y mejoras listadas en el Anexo 3 del Sr. Montenegro. Luego de revisar este documento, el Tribunal otorga esta reclamación en el monto de USD 210.130,76, que es el monto que en opinión del Tribunal puede ser atribuido a las reparaciones hechas al tanque T-102 y tuberías.<sup>1982</sup>

### c. Tanque Yuralpa T-400

962. Con respecto al tanque Yuralpa T-400, se realizaron dos inspecciones en el mes de marzo de 2011. Durante la primera inspección, se recomendó una reparación completa del interior del tanque, y se identificaron algunas perforaciones en la carrocería y en el techo del tanque que no ponían “en riesgo inmediato la integridad mecánica y estructural del recipiente”.<sup>1983</sup> En la segunda inspección realizada el mismo mes después del arenado del tanque, se concluyó que “[a] pesar de las picaduras que se presentan en las planchas del techo y en las vigas, no se evidencia problemas que puedan poner en riesgo inmediato la integridad mecánica y estructural del recipiente. Se recomienda realizar una cuidadosa aplicación del recubrimiento [...] así como mantener un programa de monitoreo anual de espesores del techo del tanque”.<sup>1984</sup> Las reparaciones fueron efectuadas subsecuentemente por Conduto.<sup>1985</sup> Sin embargo, toda referencia al tanque Yuralpa T-400 en los Informes SGS indican que los elementos que componen dicho tanque se encontraban en “buen” o “muy buen” estado.<sup>1986</sup>

---

<sup>1981</sup> 2º SMCC, ¶ 410, Montenegro DT1, Anexo 3.

<sup>1982</sup> Concretamente, el Tribunal ha revisado el Anexo 3 del Sr. Montenegro, que contiene la lista de ítems que suman el monto reclamado por Ecuador, y ha eliminado todos los ítems que manifiestamente no se refieren a reparaciones hechas al tanque Payamino T-102 o a tuberías, tales como, por ejemplo, las ampliaciones hechas al comedor y cocina del campo Jaguar, o el cambio de piso en las oficinas de Yuralpa.

<sup>1983</sup> Luna DT4, Anexo 52, pág. 6.

<sup>1984</sup> *Id.*, Anexo 53, pág. 5.

<sup>1985</sup> *Id.*, Anexo 54.

<sup>1986</sup> Véase, por ejemplo: Société Générale de Surveillance, Informe de Inventario, 2009, “B21 amortizable”, líneas 604 y ss. (**Anexo CE-CC-217**).

963. Dado que la primera inspección en la que se detecta el estado defectuoso de este tanque data del mes de marzo de 2011, es decir, unos 20 meses después de que el Consorcio dejó el área, y el Informe SGS de junio de 2009 describe el estado de los componentes de este tanque como “bueno” o “muy bueno”, el Tribunal considera que Ecuador no logró demostrar que los daños del equipo, y los costos relacionados con el estado de este equipo, fueron causados por el Consorcio. Por ende, desestima esta reclamación.
964. En conclusión, el Tribunal otorga parcialmente la reclamación relacionada con los tanques, en relación con los tanques Gacela T-104 y Payamino T-102, por un total de USD 503.572,76.

## **2.4. Reclamaciones relacionadas con líneas de flujo y oleoductos**

### **2.4.1. Posición de Ecuador**

965. Ecuador afirma que el Consorcio no reparó, reemplazó ni mantuvo debidamente las líneas de flujo y oleoductos. Según Ecuador, las líneas de flujo transportan flujo de producción (una mezcla de crudo, gas y agua de formación; un agua muy corrosiva) desde la boca de pozo al CPF, donde se filtra, mientras que los oleoductos transportan el crudo desde el CPF hasta el oleoducto principal a través del cual el crudo sale del bloque.<sup>1987</sup>
966. Ecuador señala que el Consorcio no contaba con un programa de mantenimiento adecuado de oleoductos y líneas de flujo. El Bloque 7 tenía más de 100 kilómetros de líneas de flujo y oleoductos antiguos y en malas condiciones, y ninguno de los dos oleoductos principales del Bloque 7 se reemplazó o se mantuvo apropiadamente. El Consorcio ni siquiera contaba con el personal especializado necesario para monitorear el estado de las líneas de flujo y oleoductos.<sup>1988</sup>
967. El Sr. Solís describió el mal estado de las líneas de flujo y oleoductos del Consorcio como “uno de los problemas más graves que tuvimos”.<sup>1989</sup> Según el Sr. Solís, Repsol realizaba el mantenimiento de las líneas de flujo y oleoductos semanalmente, mientras que el Consorcio nunca efectuó tareas de mantenimiento. Por ende, para el mes de julio de 2009, las líneas de flujo y los oleoductos se encontraban en un estado decadente, sin registros de mantenimiento o datos sobre

---

<sup>1987</sup> 2º SMCC, ¶ 379.

<sup>1988</sup> *Id.*, ¶ 380.

<sup>1989</sup> Solís DT1, ¶ 17.

corrosión.<sup>1990</sup> El Sr. Solís advierte, en particular, que el Consorcio no limpió sus tuberías mediante “pigeos” (“*pigging*”, en inglés).<sup>1991</sup>

968. En consecuencia, cuando Petroamazonas llegó a los Bloques en el mes de julio de 2009, “heredó una red de tuberías deterioradas, en especial, en el Bloque 7, sin registros de mantenimiento o datos sobre el estado de corrosión de las tuberías, con los correspondientes riesgos operativos y ambientales. En consecuencia, Petroamazonas incurrió en altos costos a efectos de comisionar la realización de estudios técnicos y reemplazar porciones de las tuberías”.<sup>1992</sup>
969. En concreto, Ecuador explica que Petroamazonas encomendó realizar estudios técnicos para dos oleoductos: (i) el oleoducto de 12 kilómetros que conecta los CPF de Gacela y Coca, a cargo de SETE (marzo de 2011, el “Informe SETE”),<sup>1993</sup> y (ii) una sección de 37 kilómetros del oleoducto que conecta el CPF de Mono/Jaguar/Oso con el CPF de Gacela, a cargo de Petroenergy (enero de 2012, el “Informe Petroenergy”).<sup>1994</sup> Según Ecuador, el Informe SETE concluyó que varias secciones del oleoducto Gacela-Coca requerían un reemplazo urgente debido a severos niveles de corrosión y daño físico, mientras que el Informe Petroenergy identificó 296 defectos en el oleoducto de Mono/Jaguar/Oso a Gacela, de los cuales 44 se consideraron críticos y, por ende, en necesidad de reparación inmediata.<sup>1995</sup> Como consecuencia de ello, se llevaron a cabo varias tareas de reemplazo y reparación.
970. Por lo tanto, Ecuador pretende recuperar USD 1.667.655,83; es decir, el monto invertido en la evaluación y reparación de los oleoductos y líneas de flujo.<sup>1996</sup> Además, la Demandada alega que construyó dos nuevos oleoductos, si bien este costo no se incluye en la reclamación.

---

<sup>1990</sup> *Id.*, ¶¶ 21-22.

<sup>1991</sup> *Id.*, ¶ 22.

<sup>1992</sup> 2º SMCC, ¶ 385, con referencia a: Luna DT2, ¶ 11-13 y Anexo 5; Montenegro DT1, ¶¶ 19-23.

<sup>1993</sup> Inspección UT de la Línea de Transferencia Gacela-Payamino-Coca 8” NPS, 17 de marzo de 2011; véase: Luna DT2, Anexo 5.

<sup>1994</sup> Informe Final de Inspección del Sistema de Protección Catódica CIS – ACVG –PH-Resistividad Jaguar 5 – Lobo 3, enero de 2012; véase: Luna DT3, Anexo 14.

<sup>1995</sup> 2º SMCC, ¶¶ 381-388.

<sup>1996</sup> Alegato de Apertura de Ecuador, Diapositiva 136; Luna DT2, Anexos 8, 10, 12; Luna DT4, Anexos 93 a 96.

## 2.4.2. Posición de Burlington

971. Burlington sostiene que el Consorcio contaba con un programa integral de mantenimiento de líneas de flujo y oleoductos que se ocupó adecuadamente de la corrosión tanto interna como externa. Para Burlington, esto se ve confirmado por el hecho de que la reclamación en materia tuberías de Ecuador sólo se refiere a un pequeño porcentaje de toda la red de tuberías de los Bloques. De ello se desprende que la gran mayoría de las tuberías estaban en buen estado.<sup>1997</sup> En cualquier caso, Burlington alega que el debido mantenimiento de las tuberías por parte del Consorcio queda confirmado por los registros de mantenimiento.<sup>1998</sup>
972. Burlington alega que Ecuador plantea dos críticas principales a su mantenimiento de tuberías: (i) que el Consorcio no llevó a cabo una inspección integral de las tuberías entre 2004 y 2009, y (ii) que no usó el “*pigging*” como método para limpiar las tuberías.<sup>1999</sup> Burlington rechaza cada una de estas alegaciones.
973. Con respecto a (i), Burlington sostiene que no estaba en obligación de realizar una inspección integral de las tuberías antes de fines de 2009. El Consorcio llevó a cabo una inspección rigurosa de las tuberías en 2004 y, como las normas API sólo requieren dichas inspecciones cada 5 años, la siguiente inspección integral de las tuberías no debía realizarse sino hasta finales del año 2009.<sup>2000</sup> En todo caso, en el período comprendido entre los años 2004-2009, el Consorcio realizó inspecciones

---

<sup>1997</sup> CMCC, ¶¶ 574-575; Dúplica, ¶ 389; D’Argenté DT1, ¶¶ 7-8.

<sup>1998</sup> C-EPA, ¶ 256, en referencia a: Inspección visual de tuberías de Payamino Gacela, 2008, pág. 0003 (**Anexo CE-CC-150**); Perenco Ecuador Limited, Inspección de ancho de tuberías de Gacela -03 Gacela CPF, junio 2006, pág. 0002 (**Anexo CE-CC-114**); Departamento de Construcciones, Informe de espesor medido en las líneas de flujo y oleoductos del Bloque 7, 2004, pág. 0010 (**Anexo CE-CC-63**); Baker Hughes, Perenco Ecuador Limited, Bloque 21: Informe mensual de tratamiento de químicos para deshidratación y reinyección, septiembre de 2005 (**Anexo CE-CC-94**); Baker Hughes, Perenco, Tratamiento químico en el Bloque 7, 2006 (**Anexo CE-CC-10**); Reforma N.º 14 de Contrato de Suministro de productos químicos y servicios para el tratamiento de crudo en el Bloque 7, 27 de enero de 2009 (**Anexo CE-CC-194**); Perenco, Protección Catódica de Tuberías, junio de 2003 a diciembre de 2005 (**Anexo CE-CC-56**); Lista contable del acreedor Alfredo Cabrera, 2000-2009 (**Anexo CE-CC-30**); Perenco Ecuador Limited, Informe de actividad anual para el Bloque 7 correspondiente al ejercicio 2008, enero de 2009, págs. 0019-0023 (**Anexo CE-CC-195**); Carta de Christophe Delepine (Perenco) a Javier Egúez (DNH), 28 de julio de 2006, pág. 0027 (**Anexo CE-CC-170**); Ministerio de Minas y Petróleo, Informe Protección Catódica para el Bloque 21, marzo de 2008, pág. 0052 (**Anexo CE-CC-160**); Evaluación de HSE & SD y otros servicios técnicos, noviembre de 2006, pág. 0161 (**Anexo E-222**); Informe diario, Reparación de tuberías enterradas, noviembre de 2006 (**Anexo CE-CC-379**).

<sup>1999</sup> *Id.*, ¶ 391.

<sup>2000</sup> Dúplica, ¶ 392; Intertek IP2, ¶¶ 104-105.

visuales periódicas y empleó métodos estándares de la industria en sus tareas de mantenimiento.<sup>2001</sup>

974. Con respecto a (ii), Burlington observa que el “*pigging*” constituye uno de los tantos métodos de limpieza de las tuberías y que no es obligatorio conforme a los estándares de la industria. En efecto, debido a su configuración, muchas tuberías no podían limpiarse a través de dicho método.<sup>2002</sup> La decisión del Consorcio de utilizar el método de inyección química fue por lo tanto razonable y, en todo caso, igualmente efectivo.<sup>2003</sup>
975. Burlington niega que los Informes SETE y Petroenergy constituyan prueba de la existencia de problemas graves con las tuberías al momento en que Ecuador tomó posesión de los Bloques. Burlington alega que estos informes (i) realmente no hacen referencia a “tuberías en decadencia”; (ii) al contrario, aluden a problemas que equivalen a desgaste normal, cuya corrección no era costosa, y que se presentaban en menos de 50 km de tubería, y (iii) hacen referencia al estado de las tuberías después de un año de la toma de posesión por parte de Ecuador.<sup>2004</sup>
976. Según Burlington, la reclamación de la Demandada corresponde a los costos derivados de las actividades de mantenimiento de rutina. La inspección realizada por SETE formó parte de un programa de mantenimiento normal de tuberías conforme a los estándares del API, el cual sólo se tornó exigible luego de que la Demandada tomó posesión de los Boques. De modo similar, la inspección de corrosión llevada a cabo por Petroenergy es una inspección que debe efectuar cualquier operador como parte del mantenimiento de rutina. Burlington sostiene, además, que el objetivo de ambas inspecciones era determinar si el sistema existente podía soportar el incremento de producción de Petroamazonas.<sup>2005</sup>

### 2.4.3. Análisis

977. Ecuador alega que el Consorcio no realizó un mantenimiento adecuado de las líneas de flujo y de los oleoductos y, en consecuencia, que el Consorcio debe indemnizar a Petroamazonas por el costo de evaluar y reparar las tuberías.

---

<sup>2001</sup> Intertek IP1, ¶ 80.

<sup>2002</sup> Dúplica, ¶ 393.

<sup>2003</sup> *Ibid.*, ¶ 393, con referencia a: D’Argenté DT1, ¶ 82 e Intertek IP2, ¶¶ 106-108.

<sup>2004</sup> CMCC, ¶¶ 581-588.

<sup>2005</sup> *Id.*, ¶¶ 589-592.

978. Las posiciones de las Partes difieren ampliamente en cuanto a si el Consorcio cumplió con su obligación de realizar el debido mantenimiento de líneas de flujo y oleoductos. Mientras que Ecuador y sus testigos hacen hincapié en que el Consorcio no tenía un programa de mantenimiento y “nunca” llevó a cabo tareas de mantenimiento, Burlington y su testigo y perito afirman vehementemente que sí tenían un programa de mantenimiento, y citan varios registros de mantenimiento para justificar su posición.
979. El Tribunal coincide con Ecuador en que Burlington no tenía un “*plan de mantenimiento escrito de cara a futuro*” para los oleoductos y líneas de flujo del Consorcio.<sup>2006</sup> El Sr. D’Argenté no pudo mencionar un solo documento del expediente y, en cambio, aseveró que el plan de manejo de tuberías era un plan “vivo”.<sup>2007</sup> Sólo se puede especular qué quiso decir el Sr. D’Argenté con “vivo”, pero de haber existido un programa de mantenimiento de tuberías en una operación como la del Consorcio, resulta inverosímil que no existiese un registro completo del mismo. El Sr. D’Argenté aclaró que no estaba afirmando que no existía un plan escrito, sino que no tuvo acceso a dicho plan.<sup>2008</sup> Sin embargo, el hecho es que ningún plan de mantenimiento escrito ha sido aportado al expediente.
980. Contrariamente a lo que sugiere el Dr. Egan,<sup>2009</sup> el manual denominado “Programa de Inspección y Gestión de la Integridad” de septiembre de 2008 no parece ser programa de mantenimiento de tuberías, sino un informe sobre los detalles de las diferentes tuberías del Bloque 7.<sup>2010</sup> En efecto, a pesar de su nombre, este documento indica que ningún “*programa de gestión de integridad*” se encuentra disponible para ninguna de las tuberías registradas.<sup>2011</sup> Tal como indica Ecuador, si este documento hubiese sido un programa de gestión de tuberías, el Sr. D’Argenté lo habría mencionado.<sup>2012</sup>
981. Dicho esto, Burlington ha presentado numerosos registros de mantenimiento que demuestran que llevó a cabo el mantenimiento de las tuberías, incluyendo: (i)

---

<sup>2006</sup> R-EPA, ¶ 945.

<sup>2007</sup> Tr. (Día 6) (ESP), 2155:18-2157:5 (Contrainterrogatorio, D’Argenté).

<sup>2008</sup> Tr. (Día 6) (ESP), 2156:5-13 (Contrainterrogatorio, D’Argenté).

<sup>2009</sup> Intertek IP1, ¶ 79.

<sup>2010</sup> Programa de Inspección y Gestión de la Integridad, septiembre de 2008 (**Anexo CE-CC-175**).

<sup>2011</sup> *Id.*, págs. 3-8.

<sup>2012</sup> R-EPA, ¶ 942(a).

inspecciones visuales y mediciones ultrasónicas de espesor;<sup>2013</sup> (ii) programas de inyección de químicos diseñados para prevenir la corrosión interna de las tuberías;<sup>2014</sup> (iii) protección catódica de tuberías;<sup>2015</sup> e (iv) inspecciones y reparaciones de tuberías enterradas.<sup>2016</sup> Por ende, el Tribunal concluye que el Consorcio sí realizó tareas de mantenimiento con respecto a las líneas de flujo y oleoductos.

982. Una cuestión diferente es si estas tareas de mantenimiento cumplieron con los estándares de la industria. El Dr. Egan afirma que lo eran.<sup>2017</sup> El Sr. Solís discrepa vehementemente.<sup>2018</sup> El Tribunal está satisfecho de que, de acuerdo con los estándares de la industria, el Consorcio no requería realizar otra inspección integral de sus oleoductos sino hasta finales del año 2009 (es decir, después de la toma de posesión), ya que el estándar en cuestión (API RP570, Código de Inspección de Tuberías) exige la realización de inspecciones importantes cada 5 años. El Tribunal también resuelve que el hecho de que el Consorcio no empleara el “*pigging*” como método para limpiar sus tuberías no infringió los estándares de la industria.
983. El cumplimiento por parte del Consorcio de los estándares de la industria en sus otras actividades de mantenimiento es más difícil de establecer. El Tribunal observa que, en un informe de Petroamazonas del año 2011 sobre la integridad mecánica de los ductos de transferencia entre Oso/Mono y Gacela, al que alude el Sr. Luna, se señala que varias partes de dicho ducto no habían sido sometidas a

---

<sup>2013</sup> Inspección visual de tuberías de Payamino Gacela, 2008, pág. 0003 (**Anexo CE-CC-15**); Perenco Ecuador Limited, Inspección de ancho de tuberías de Gacela -03 Gacela CPF, junio 2006, pág. 0002 (**Anexo CE-CC-114**); Departamento de Construcciones, Informe de espesor medido en las líneas de flujo y oleoductos del Bloque 7, 2004, pág. 0010 (**Anexo CE-CC-63**).

<sup>2014</sup> Baker Hughes, Perenco Ecuador Limited, Bloque 21: Informe mensual de tratamiento de químicos para deshidratación y reinyección, septiembre de 2005 (**Anexo CE-CC-94**); Baker Hughes, Perenco, Tratamiento químico en el Bloque 7, 2006 (**Anexo CE-CC-106**); Reforma N.º 14 de Contrato de Suministro de productos químicos y servicios para el tratamiento de crudo en el Bloque 7, 27 de enero de 2009 (**Anexo CE-CC-194**).

<sup>2015</sup> Perenco, Protección Catódica de Tuberías, junio de 2003 a diciembre de 2005 (**Anexo CE-CC-56**); Lista contable del acreedor Alfredo Cabrera, 2000-2009 (**Anexo CE-CC-30**); Perenco Ecuador Limited, Informe de actividad anual para el Bloque 7 correspondiente al ejercicio 2008, enero de 2009, págs. 0019-0023 (**Anexo CE-CC-195**); Carta de Christophe Delepine (Perenco) a Javier Egúez (DNH), 28 de julio de 2006, pág. 0027 (**Anexo CE-CC-170**); Ministerio de Minas y Petróleo, Informe Protección Catódica para el Bloque 21, marzo de 2008, pág. 0052 (**Anexo CE-CC-160**); Evaluación de HSE & SD y otros servicios técnicos, noviembre de 2006, pág. 0161 (**Anexo E-222**).

<sup>2016</sup> Informe diario, Reparación de Tuberías Enterradas, noviembre de 2006 (**Anexo CE-CC-379**).

<sup>2017</sup> Intertek IP1, ¶¶ 79-98.

<sup>2018</sup> Solís DT1, ¶¶ 17-23; Solís DT2, ¶¶ 57-72.

mantenimiento preventivo desde su puesta en funcionamiento.<sup>2019</sup> Si bien este informe hace referencia a un solo ducto, sugiere que el mantenimiento de ductos del Consorcio era subestándar.

984. En última instancia, sin embargo, lo relevante es si los ductos que recibió Petroamazonas en la toma de posesión se encontraban en un estado más allá del desgaste normal. El Tribunal ha observado las declaraciones enfáticas de los Sres. Luna, Montenegro y Solís, quienes dieron testimonio sobre las graves condiciones de los ductos al momento de la toma de posesión.<sup>2020</sup> La prueba rendida por estos tres testigos, con conocimiento directo y contemporáneo del estado de las tuberías, es un factor relevante que debe evaluarse junto con la documentación que resta en el expediente.
985. Hay tres estudios integrales de las tuberías del Bloque 7:
- i. El informe que preparó el Consorcio en noviembre de 2004 (el “Informe del Consorcio”);<sup>2021</sup>
  - ii. El Informe de SETE que comisionó Petroamazonas en marzo de 2011 (el “Informe SETE”);<sup>2022</sup> y
  - iii. El Informe de Petroenergy que comisionó Petroamazonas en enero de 2012 (el “Informe Petroenergy”).<sup>2023</sup>
986. Si bien ninguno de estos informes es contemporáneo a la toma de posesión, brindan pruebas con respecto al estado de las tuberías en distintos momentos.
987. El Informe del Consorcio se preparó casi cinco años antes de que la Demandada tomara posesión de los Bloques. Cubre parte del Bloque 7; en particular, los campos de Gacela, Payamino, Coca y Oso, y aplica las normas API 570, ASME

---

<sup>2019</sup> Petroamazonas, Departamento de Mantenimiento de Integridad Mecánica, Informe 001-11 de fecha 3 de enero de 2011, “Integridad mecánica de oleoducto de transferencia Oso y Mono hacia Gacela”, Luna DT4, Anexo 47, pág. 10, en el que se señala, entre otras cosas, que no hubo mantenimiento preventivo en los tramos de Mono-Lobo o Lobo-Gacela, o en el empalme de la línea OPF (Oso CPF) en Jaguar o línea SPF (Oso 9) – OPF (Oso CPF).

<sup>2020</sup> Solís DT1, ¶¶ 17-23; Solís DT2, ¶¶ 57-72; Luna DT2, ¶¶ 11-13 y Anexo 5; Montenegro DT1, ¶¶ 19-23.

<sup>2021</sup> Departamento de Construcciones, Informe de espesor medido en las líneas de flujo y oleoductos del Bloque 7, 2004, pág. 0010 (**Anexo CE-CC-63**).

<sup>2022</sup> Luna DT2, Anexo 5.

<sup>2023</sup> Luna DT3, Anexo 14.

B31.3, ASME B31.4, ASME B36.10M y NACE RP-01-75. De todas las líneas analizadas, no hay indicaciones importantes salvo una recomendación de re-inspección y monitoreo periódicos respecto a formalidades.<sup>2024</sup>

988. El Informe SETE, confeccionado 18 meses después de la toma de posesión de los Bloques por parte de Petroamazonas, corresponde a una tubería de 12 km que conecta la CPF de Gacela con la CPF de Coca. El objeto de este informe era, entre otros:

- “Determinar el estado actual de la mencionada línea [...]
- Identificar las zonas que requieren reparación o cambio de secciones [...]
- Evaluación de los resultados obtenidos aplicando criterios de referencia proporcionados por ASME B31.4 – ASME B31G – API 570”.<sup>2025</sup>

989. El Informe SETE concluyó que la tubería no sufrió corrosión interna “severa”, sino que ciertos tramos de la tubería reflejaban una corrosión externa general que, en algunas instancias, requirieron atención urgente. En concreto, en el informe se observó que:

- “[...] la línea durante el tiempo de operación de 19 años no sufrió de procesos corrosivos internos severos puesto que en promedio el porcentaje de pérdida de espesor remanente no supera el 30% con respecto a su espesor nominal. Cabe aclarar que de no existir procesos corrosivos severos, este valor no representaría riesgos inmediatos para la Integridad del ducto”.<sup>2026</sup>
- “Se registran varios tramos con corrosión externa generalizada que representan hasta un 50% de pérdida de material con respecto al espesor nominal. Estos procesos corrosivos se originaron debido a la falta de un sistema de recubrimiento que permita retardar los procesos corrosivos en la línea, agravados por el contacto directo de línea [...] con el suelo [...]”.<sup>2027</sup>
- “A partir de la inspección de los 11.439 m que conforman la tubería [...] 64 tramos revelaron una corrosión externa generalizada”.<sup>2028</sup>
- “Debido a la existencia de procesos corrosivos internos y externos aparentemente coincidentes en varios puntos, se alcanza un valor

---

<sup>2024</sup> Departamento de Construcciones, Informe de espesor medido en las líneas de flujo y oleoductos del Bloque 7, 2004, págs. 135-136, en relación con Gacela 3; Coca 6 y Coca 8; Coca 19 (**Anexo CE-CC-63**).

<sup>2025</sup> Luna DT2, Anexo 5, pág. 2.

<sup>2026</sup> *Id.*, 11.

<sup>2027</sup> *Ibid.*

<sup>2028</sup> *Id.*, pág. 9.

porcentual de disminución de espesor de hasta el 70% con respecto al espesor nominal, como es el caso de la estación Coca tubo 980, los cuales requieren atención urgente”.<sup>2029</sup>

- “Se pueden identificar 16 tramos enterrados, en los cuales se debe realizar la inspección y reparación si el caso lo amerita de las zonas de interfase suelo-aire. En su mayoría se puede apreciar que el recubrimiento protector de la interfase se encuentra completamente deteriorado”.<sup>2030</sup>

990. Como resultado de estas conclusiones, el Informe SETE recomendó una serie de medidas, incluso el reemplazo de ciertos tramos y partes, como también limpieza y mantenimiento:

- “Como primera acción, se debe iniciar los trabajos de limpieza del derecho de vía (los claros a lo largo de los cuales se encuentran las líneas) [...].
- Siguiendo la recomendación de ASME B31.G, se debe proceder a realizar el reemplazo de los tramos de la línea de transferencia con corrosión externa severa (picaduras de 4 mm de profundidad). [...]
- Tomando en consideración ASME B31.4 y el numeral 451.6.2 (Ed. 2002), los tramos con abolladuras den ser reemplazados.
- Se debe realizar un mantenimiento general de la línea de transferencia [...]
- Realizar la recuperación integral de las zonas de interfase de las líneas enterradas [...]”.<sup>2031</sup>

991. El Dr. Egan procuró minimizar las conclusiones del Informe SETE sobre corrosión externa, al afirmar que *“aparte de unas pocas zonas aisladas que presentan corrosión externa, el espesor de las paredes de la tubería se encuentra cerca del espesor nominal (original)”*, y que la mayoría de los espesores de paredes reportados por SETE están comprendidos en este rango.<sup>2032</sup> El Dr. Egan también advierte que *“el informe, que incorpora estas mediciones, concluye que la vida útil restante de la gran mayoría de las tuberías sería de 25 años”*.<sup>2033</sup> El Tribunal observa, sin embargo, que la sección relevante del Informe SETE llega a una conclusión diferente. El informe afirma lo siguiente:

“Considerando una pérdida de espesor de pared remanente homogénea y asumiendo que no existirían problemas de corrosión externa, la vida remanente calculada en estas condiciones sería

---

<sup>2029</sup> *Id.*, pág. 11.

<sup>2030</sup> *Id.*, pág. 8.

<sup>2031</sup> *Id.*, págs. 11-12.

<sup>2032</sup> Intertek IP1, ¶¶ 90-91.

<sup>2033</sup> *Id.*, ¶ 91.

de 25 años. Debido a que en este caso particular existen problemas de corrosión externa severa sumados a la pérdida de espesor de pared, normal en este tipo de líneas debido al tiempo de servicio y al tipo de fluido de operación. Se observar [sic] tramos con disminución de espesor de hasta un 70% lo cual representaría una vida remanente de 0 años en los tramos afectados por los procesos corrosivos”.<sup>2034</sup>

992. Si bien la redacción de este párrafo es extraña, el Tribunal entiende que lo que quiere decir es que, suponiendo una pérdida homogénea de espesor de pared sin corrosión externa, las tuberías deberían tener una vida útil de 25 años. Sin embargo, dado que en este caso en particular se presentan serios problemas de corrosión externa, sumado a la pérdida de espesor de pared (algo normal en este tipo de tuberías debido a los años de funcionamiento y el tipo de fluido), existen tramos con una reducción de espesor de pared de hasta 70%, lo que implica una vida útil remanente de 0 años para los tramos afectados por los procesos corrosivos. Si bien el informe reconoce que la pérdida de espesor de pared se debe al desgaste normal, no deja muy en claro si lo mismo se aplica a la corrosión externa. En vista de ello y de la conclusión del informe de que la corrosión externa es causada por la falta de recubrimiento externo, el Tribunal concluye que el deterioro de estas secciones en particular se debió a una falta de mantenimiento adecuado y no puede atribuirse al desgaste normal. Si bien el informe data de marzo de 2011, es decir, 18 meses después de la toma de posesión por parte de Petroamazonas, el Tribunal resuelve que la falta de revestimiento externo puede atribuirse a la operativa del Consorcio por las siguientes razones.
993. El Dr. Egan reconoce que hay instancias “aisladas” de corrosión severa, pero opina que las reclamaciones de Ecuador son exageradas. El Dr. Egan explica que “*sólo dos de un total de 981 tramos de una tubería de 12 km de largo presentaban corrosión externa y debían reemplazarse*”, lo que “*representa alrededor de 0,2% de los tramos de tubería*”.<sup>2035</sup> Agrega también que “*cada uno de los tramos de tubería mide aproximadamente 12 metros de largo y lo más probable es que la corrosión externa se concentre en un área de aproximadamente un pie de longitud, lo que significa que la cantidad de tubería que requeriría reemplazo es cercana al 0,02%*”.<sup>2036</sup> Además, asevera que “*estos dos tramos de ducto afectado pertenecen a un tramo que fue diseñado intencionalmente para tener una pared más delgada,*

---

<sup>2034</sup> Luna DT2, Anexo 5, págs. 7-8.

<sup>2035</sup> Intertek IP1, ¶ 93.

<sup>2036</sup> *Ibid.*

tal como demuestra la línea verde de la Figura 6-2”, por lo que “el hecho de que la pared sea delgada se debe, en parte, al diseño original del sistema de tuberías, en vez de la corrosión”.<sup>2037</sup> El Dr. Egan afirma, asimismo, que “la corrosión externa y los daños en el revestimiento pueden repararse fácilmente mediante arenado del metal expuesto y recubrimiento para inhibir la corrosión”.<sup>2038</sup> En cambio, el Sr. Luna sostiene que se deben reemplazar los 64 tramos que presentaron corrosión externa.<sup>2039</sup>

994. El Tribunal observa que el Informe SETE sólo recomienda el reemplazo de aquellos tramos afectados por corrosión externa “severa”:

“Siguiendo la recomendación de ASME B31.G, se debe proceder a realizar el reemplazo de los tramos de la línea de transferencia con corrosión externa severa. Se registran pittings de hasta 4 mm de profundidad [...]”.<sup>2040</sup>

995. El informe SETE también señala que estos tramos se identifican en el “reporte UT-002-SETE-2011, Anexo 1”,<sup>2041</sup> pero este documento no obra en el expediente. El Dr. Egan no explicó qué tramos de la tubería consideró que presentaban corrosión severa y debían reemplazarse, pero un análisis de las gráficas incluidas en el Informe SETE confirma que sólo dos tramos estaban cerca del límite de retiro del oleoducto debido a la corrosión externa: (i) los tubos 692, 693 y 694, y (ii) el tubo 980.<sup>2042</sup>

---

<sup>2037</sup> *Ibid.*

<sup>2038</sup> *Ibid.*

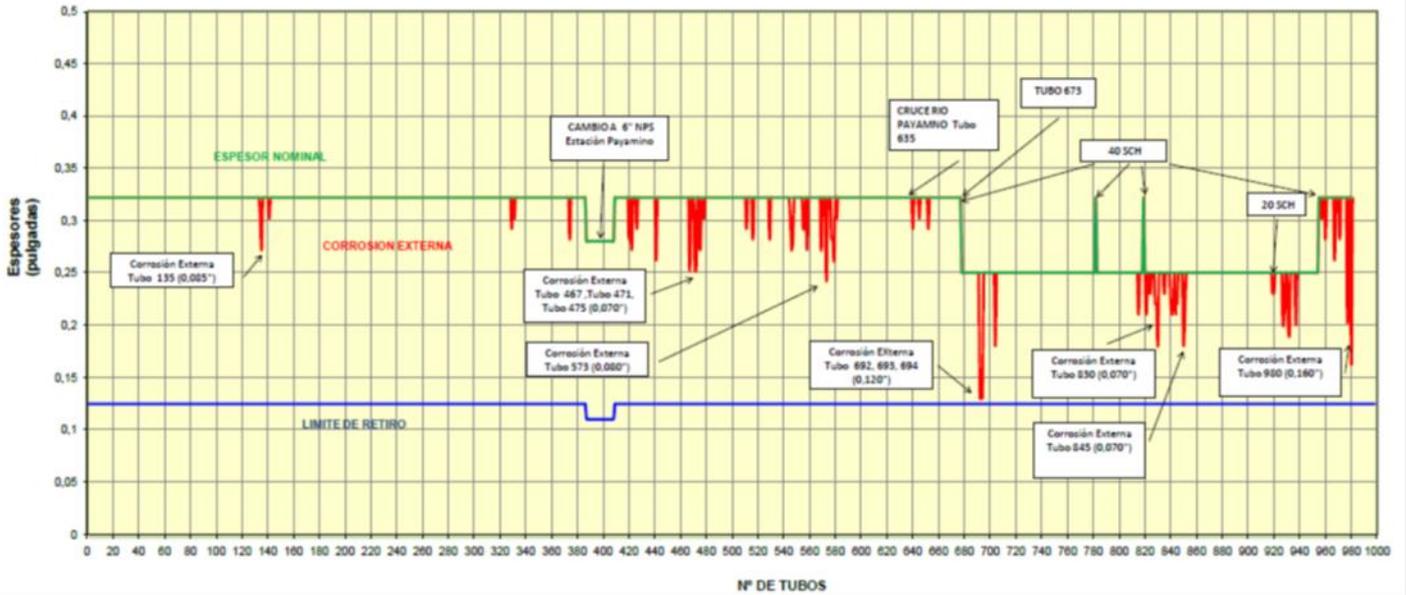
<sup>2039</sup> Luna DT4, ¶ 107.

<sup>2040</sup> Luna DT2, Anexo 5, pág. 11.

<sup>2041</sup> *Id.*, Anexo 5, pág. 12.

<sup>2042</sup> *Id.*, pág. 7 (gráfica 2).

**GRAFICA 2. Corrosión Externa con Respecto al Espesor Nominal**

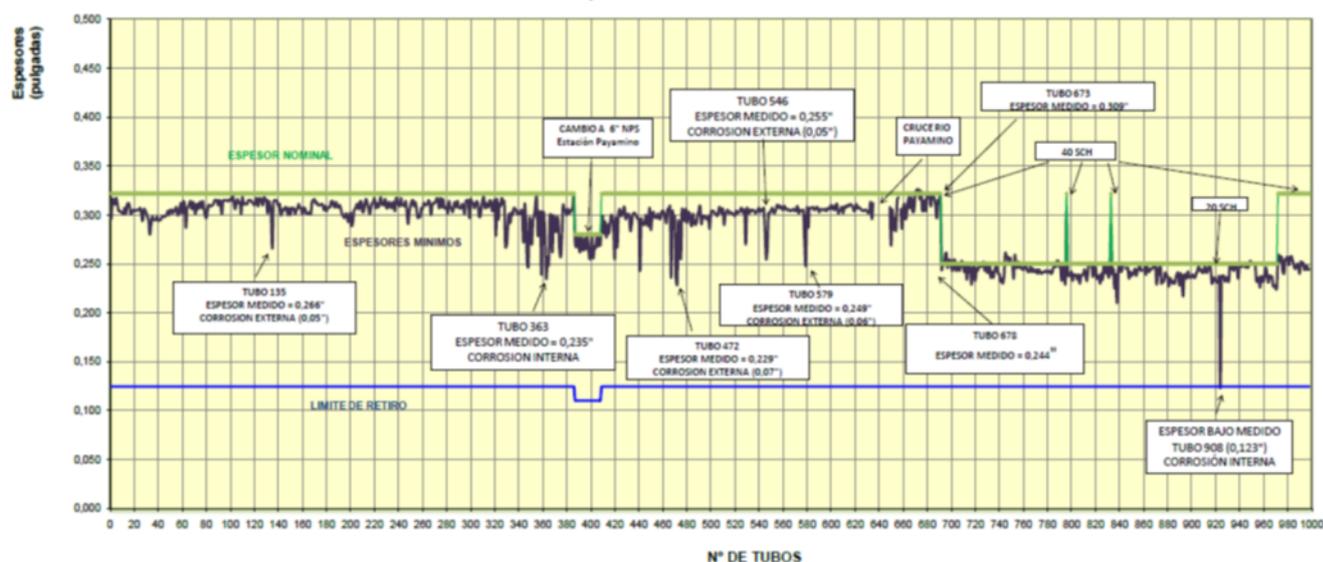


996. A falta de otras pruebas en el expediente, el Tribunal acepta el análisis del Dr. Egan de que cada uno de estos tramos corresponde a unos 12 metros del oleoducto (24 metros en total), lo que representa alrededor del 0,2% de la longitud del oleoducto. El Dr. Egan también opina que *“lo más probable es que la corrosión externa se concentre en un área de aproximadamente un pie de longitud, lo que significa que la cantidad de ducto que requeriría reemplazo es cercana al 0,02%”*.<sup>2043</sup> Esta última opinión parece especulativa, y por lo tanto el Tribunal concluye que aproximadamente el 0,2% del oleoducto de Gacela-Coca requiere reemplazo.
997. El Tribunal observa asimismo que parece haber un caso de corrosión externa severa (tubo 908), tal como se ilustra en la gráfica *infra*.<sup>2044</sup> Como resultado, también considera que este tubo se encontraba más allá del desgaste normal.

<sup>2043</sup> Intertek IP1, ¶ 93.

<sup>2044</sup> Luna DT2, Anexo 5, pág. 7 (gráfica 1).

**GRAFICA 1. Perfil de Espesores de la Línea de Transferencia 8" NPS**



998. El Sr. Luna también enfatiza que el Informe SETE daba constancia de 16 tramos enterrados, en los cuales había 32 interfases cuyo recubrimiento protector estaba “completamente deteriorado”.<sup>2045</sup> Como resultado, el Informe SETE recomienda “[r]ealizar la recuperación integral de las zonas de interfase de las líneas enterradas, esto debe incluir soldadura de camisas si el caso lo amerita y su posterior aplicación de un sistema de recubrimiento exterior acompañado de un sistema de protección con cinta mecánica”.<sup>2046</sup> El Dr. Egan no responde este punto. Sea como fuere, la observación de SETE en el sentido de que el recubrimiento de protección de las interfases se encuentra “completamente deteriorado” indica que efectivamente se encontraba más allá del desgaste normal.
999. El Tribunal procede a considerar los resultados del Informe Petroenergy, emitido en enero de 2012; casi dos años y medios después de la toma de control de los Bloques por parte de Petroamazonas. De acuerdo con el estándar NACE SP0619-07, este informe estudia los niveles de corrosión de parte del oleoducto de Mono/Jaguar/Oso a Gacela CPF; en particular, los 37 km que conectan Jaguar con Lobo. El informe identificó varios defectos, clasificados según la severidad y la necesidad de intervención de la siguiente manera:<sup>2047</sup>

<sup>2045</sup> Luna DT4, ¶ 108. Véase, también: Luna DT2, Anexo 5, págs. 8-9.

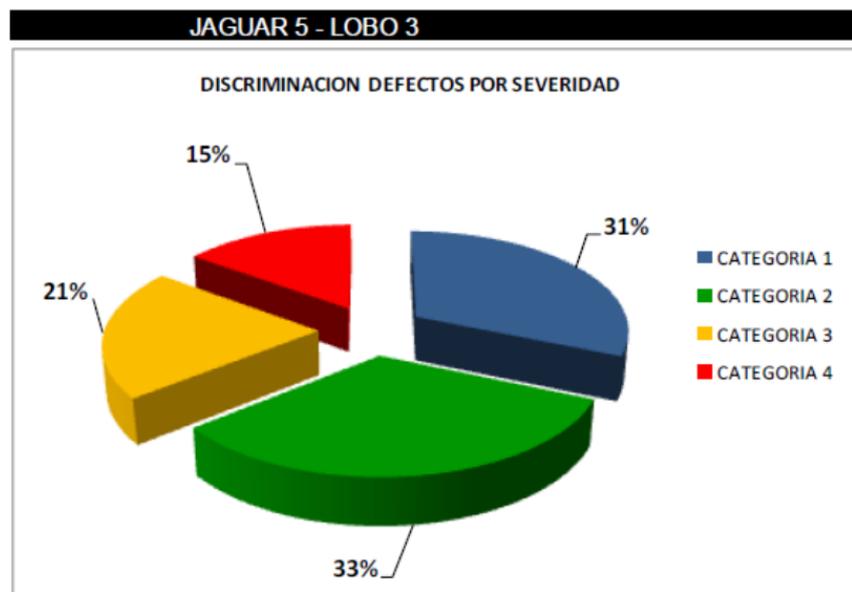
<sup>2046</sup> Luna DT2, Anexo 5, pág. 12.

<sup>2047</sup> Luna DT3, Anexo 14, pág. 4.

NUMERO TOTAL DE DEFECTOS	SEVERIDAD (%IR) JAGUAR 5 - LOBO 3			
	1-50%	50-65%	65-80%	80-100%
	LARGO PLAZO MAS DE 1 AÑO	MEDIANO PLAZO MAX. 8 MESES	CORTO PLAZO MAX. 3 MESES	INMEDIATO
	CATEGORIA 1	CATEGORIA 2	CATEGORIA 3	CATEGORIA 4
296	93	97	62	44

**Cuadro 2** DISCRIMINACION DE DEFECTOS POR SU INDICE DE SEVERIDAD

1000. Por lo tanto, el 15% de los defectos requerían intervención inmediata (categoría 4), el 21% en un plazo de tres meses (categoría 3), el 33% en un plazo de ocho meses (categoría 2), mientras que el 31% restante podía esperar más de un año (categoría 1), como ilustra la siguiente gráfica:<sup>2048</sup>



**GRAFICA 1** PORCENTAJES DE DISTRIBUCION DE FALLAS DE REVESTIMIENTO V/S SEVERIDAD

1001. Además, el Informe Petroenergy concluye que hay corrosión severa en el 91,1% de los 37 km de tubería analizados.<sup>2049</sup>

1002. En opinión del Dr. Egan, ninguna de las pruebas que realizó Petroenergy (la prueba de ACVG y la prueba de pH) sirve para lograr conclusiones sobre el estado actual de la tubería o su nivel de corrosión; más bien, la prueba de ACVG “es un indicador de si la corrosión activa se convertirá un problema en el futuro”, mientras que la

<sup>2048</sup> *Ibid.*

<sup>2049</sup> *Id.*, pág. 6.

prueba de pH “analiza la actividad del ión de hidrógeno en el suelo en el que se encuentra enterrada la tubería, a fin de identificar un entorno conducente a corrosión”.<sup>2050</sup> Según el Dr. Egan, los defectos identificados en el informe “no son defectos en el sentido de que afectarán la integridad estructural de la línea, sino indicios de grietas en el revestimiento”.<sup>2051</sup> En efecto, el Dr. Egan observa que el informe concluye que “el 99,90% de los niveles de protección catódica cumplen con el segundo criterio del Estándar Internacional NACE SP0169”.<sup>2052</sup>

1003. El Sr. Luna no aborda estas explicaciones, pero recalca lo siguiente:

- i. “Los resultados de la medición del gradiente de la corriente alterna (técnica ACVG), que muestra el estado del revestimiento externo del ducto enterrado: 296 defectos, de los cuales 44 eran críticos, 62 debían ser reparados en un máximo 3 meses, 97 debían ser reparados en 8 meses y 93 en un año”; o
- ii. “Los resultados del estudio del grado de concentración del potencial hidrógeno (PH): 91,1% con un grado de corrosión externa severo, el 7,9% presentaba un grado de corrosión moderado y tan solo el 1,1% tenía una tendencia neutral”.<sup>2053</sup>

1004. El Tribunal ha tomado nota de la opinión del Dr. Egan, pero no puede ignorar el hecho de que Petroenergy identificó 296 defectos en la tubería, de los cuales un 15% requería atención inmediata y el 21% restante requería atención a corto plazo (en un plazo de 3 meses). Si bien es cierto que pasaron dos años y medio desde la toma de control, el Tribunal considera que es probable que los defectos que requerían atención inmediata o a corto plazo hayan sido causados antes de la toma de control por parte de Petroamazonas. Por ende, resuelve que Ecuador demostró que una parte significativa de la tubería de Mono/Jaguar/Oso a Gacela CPF se encontraba más allá del desgaste normal.

1005. Ecuador reclama USD 1.667.655,83 por este concepto,<sup>2054</sup> sobre la base del testimonio del Sr. Luna. Sin embargo, el Tribunal observa que, en su última

---

<sup>2050</sup> Intertek IP2, ¶ 122.

<sup>2051</sup> Intertek IP1, ¶ 96.

<sup>2052</sup> *Id.*, ¶ 97.

<sup>2053</sup> Luna DT4, ¶ 109.

<sup>2054</sup> Alegato de Apertura de Ecuador, Diapositiva 136.

declaración testimonial, el Sr. Luna cuantifica los daños relacionados con los oleoductos en USD 1.462.553,43, desglosados de la siguiente manera.<sup>2055</sup>

- i. El costo de contratación de SETE para realizar la inspección de la tubería de Gacela-Coca (USD 272.560,41).<sup>2056</sup>
- ii. El costo de contratación de Petroenergy para realizar las pruebas de corrosión externa en la tubería de Mono/Jaguar/Oso a Gacela CPF (USD 151.300).<sup>2057</sup>
- iii. El costo de contratación de PEC para reparar 106 de los 296 defectos identificados en el Informe Petroenergy en la tubería Mono/Jaguar/Oso a Gacela CPF (USD 489.404,44).<sup>2058</sup> El Sr. Luna hace énfasis en que PEC sólo reparó los 44 defectos identificados como urgentes, además de los 62 defectos para cuya intervención se estableció un plazo de tres meses.<sup>2059</sup>
- iv. El costo de contratación de Sertecpet S.A. para hacer mantenimiento a líneas de flujo (incluyendo cambios de tubos, camisas y soldaduras) en el Bloque 7 (en los campos de Gacela, Payamino, Coca y Jaguar) entre abril y agosto de 2012 (USD 355.422,98).<sup>2060</sup>
- v. El costo de contratación de Sachatechnology Multiservicios Cia. Ltda. para la llevar a cabo los servicios de excavación necesarios para para el mantenimiento de oleoductos y prestar asistencia a Sertecpect en el Bloque 7, así como el mantenimiento de los ductos en el Bloque 21 (USD 193.865,60).<sup>2061</sup>

1006. El Tribunal ha concluido que partes significativas de los ductos de Gacela-Coca y Mono/Jaguar/Oso a Gacela estaban más allá del desgaste normal. Sobre la base

---

<sup>2055</sup> Luna DT4, ¶¶ 162-170.

<sup>2056</sup> Luna DT2, Anexo 6.

<sup>2057</sup> Luna DT3, Anexo 15.

<sup>2058</sup> Luna DT4, Anexo 91.

<sup>2059</sup> Si bien el Sr. Luna señala que se repararon 110 defectos, debe haber querido decir 106 (44+62). En efecto, también afirma que aún restan por reparar 97 defectos de Categoría 1 y 93 defectos de Categoría 2 (un total de 190 defectos) (Luna DT4, ¶ 168). Dado que Petroenergy identificó un total de 296 defectos, ello debe querer decir que sólo fueron reparados 106 defectos (296-190).

<sup>2060</sup> Luna DT4, Anexos 93 y 94.

<sup>2061</sup> *Id.*, Anexo 95 y 96.

de esta conclusión y de los testimonios de los Sres. Luna, Solís y Montenegro, el Tribunal considera razonable extrapolar esta observación al resto de los oleoductos de los Bloques. Incluso si el Consorcio hubiese tenido un programa de mantenimiento y hubiese realizado inspecciones integrales de manera oportuna, es claro que las tareas de mantenimiento del Consorcio resultaron insuficientes a efectos de mantener los ductos en buen estado de funcionamiento. El Tribunal observa asimismo que Ecuador no solicita el reemplazo del sistema de tuberías, sino que ha limitado sus reclamaciones al costo de dos inspecciones y reparaciones urgentes o necesarias. Por lo tanto, el Tribunal concede estas reclamaciones en las sumas identificadas por el Sr. Luna, por un total de USD 1.462.553,43. Al otorgar este monto, observa que Burlington no controvertió la cuantificación de esta reclamación en sí misma.

## 2.5. Reclamaciones relacionadas con motores generadores

1007. Según Ecuador, como consecuencia del mantenimiento deficiente de varios motores generadores eléctricos en los Bloques 7 y 21 por parte del Consorcio, los motores se encontraban en un pésimo estado al arribar a los Bloques. La reclamación de Ecuador se centra en los motores Wärtsilä 2, 3 y 4 en el Bloque 21, y en los 27 motores Caterpillar en el Bloque 7.<sup>2062</sup> Ecuador acusa a Burlington, en particular, por (i) la falta de reacondicionamiento de estos motores y (ii) el uso indebido de una mezcla perjudicial de crudo y diésel en los motores del Bloque 7.
1008. Ecuador alega que estas deficiencias causaron importantes daños en los motores, y ello resultó en que Ecuador incurriera en perjuicios por concepto de costos asociados a la realización de reacondicionamientos vencidos, la vida útil reducida de los motores, y la compra de un nuevo alternador para el motor Wärtsilä 4. Ecuador reclama el total de estos costos por un importe de USD 6.540.010,57,<sup>2063</sup> de los cuales USD 4.744.733,75 se relacionan con el Bloque 21 y USD 1.795.276,80 con el Bloque 7.
1009. Burlington desestima las reclamaciones de Ecuador por considerarlas acusaciones graves carentes de soporte probatorio.

---

<sup>2062</sup> *Id.*, Anexos 81 y 82.

<sup>2063</sup> Alegato de Apertura de Ecuador sobre Reconvenciones, diapositiva 136. Luna DT2, Anexo 13; Luna DT3, Anexos 14-15; Otros gastos de reacondicionamiento de los Bloques, versión corregida (**Anexo E-301**).

1010. El Tribunal abordará, en primer lugar, las alegaciones de Ecuador con respecto a los reacondicionamientos (2.5.1) y, posteriormente, aquellas sobre el uso de la mezcla de crudo y diésel (2.5.2).

### 2.5.1. Reacondicionamientos

#### a. Posición de Ecuador

1011. Ecuador explica que, dado que los Bloques 7 y 21 se encuentran en zonas remotas, la energía requerida para las operaciones se debe generar de forma local. Por lo tanto, el Consorcio instaló varios generadores eléctricos Caterpillar en cada plataforma o CPF del Bloque 7, y cuatro motores Wärtsilä en el Bloque 21. Los motores deben permanecer en funcionamiento las 24 horas del día. Para garantizar su rendimiento adecuado, deben someterse a un mantenimiento de rutina, así como a mantenimientos mayores o reacondicionamientos regularmente programados.<sup>2064</sup>
1012. Ecuador alega que la evaluación individualizada que realizó al arribar a los Bloques (la cual fue necesaria dado que el Consorcio parecía no llevara ningún registro de mantenimiento de motores) reveló que el Consorcio no había realizado reacondicionamientos periódicos con anterioridad a julio de 2009. Señala que “*el estado de los motores en los Bloques era pésimo*”.<sup>2065</sup> Como resultado, sostiene Ecuador, tuvo que reacondicionar los 27 motores Caterpillar del Bloque 7 y los motores Wärtsilä 2, 3 y 4 del Bloque 21, además de comprar un alternador nuevo para el motor Wärtsilä 4 y completar el inventario actual de piezas de reposición.<sup>2066</sup>
1013. Ecuador rechaza la evaluación por parte del Dr. Egan del mantenimiento de los motores por parte del Consorcio. Según Ecuador y el Sr. Luna, los propios documentos del Consorcio demuestran que la reclamación de Ecuador sobre reacondicionamientos tardíos de los motores, enunciados *supra*, se encuentra “*fundamentada y bien documentada*”.<sup>2067</sup>

#### b. Posición de Burlington

1014. Burlington niega no haber realizado reacondicionamientos periódicos de los motores. Asevera que el Consorcio tenía un “robusto programa de mantenimiento”,

<sup>2064</sup> 2º SMCC, ¶¶ 389-398; Luna DT1, ¶¶ 8-13.

<sup>2065</sup> R-EPA, ¶ 973.

<sup>2066</sup> 2º SMCC, ¶¶ 389-398; Luna DT1, ¶ 14-15; Luna DT2, Anexo 8.

<sup>2067</sup> Réplica, ¶ 502, en referencia a: Luna DT4, ¶¶ 130-143; Lista de órdenes de mantenimiento correctivo, planificado y preventivo, 5 de septiembre de 2012 (**Anexo CE-CC-264**), y Luna DT4, Anexos 30, 31, 80 y 81.

ya que los reacondicionamientos de los motores Wärtsilä estuvieron a cargo de ingenieros de Wärtsilä en los intervalos establecidos por el fabricante, en tanto los reacondicionamientos de los motores Caterpillar fueron realizados por ingenieros del Consorcio de acuerdo con las directrices recomendadas por Caterpillar.<sup>2068</sup> Burlington también alega que presentó informes de actividad anuales al Gobierno, los cuales incluían información sobre sus reacondicionamientos,<sup>2069</sup> y que suministró extensos registros de las tareas de mantenimiento.<sup>2070</sup>

1015. El perito de Burlington, Dr. Egan, confirma la posición de Burlington. Específicamente:

- i. Con respecto a los motores Wärtsilä del Bloque 21, tras revisar el contrato de prestación de servicios del Consorcio y sus registros de mantenimiento, el Dr. Egan concluyó que el Consorcio había realizado los reacondicionamientos de manera oportuna y de forma consistente con las recomendaciones del fabricante.<sup>2071</sup> Basándose en testimonio del Dr. Egan, Burlington alega que *“dado que los motores Wärtsilä debían reacondicionarse cada 12.000 horas (es decir, cada 1,36 años en caso de estar en constante funcionamiento), las reclamaciones de Ecuador con respecto al reacondicionamiento de estos motores no son más que un intento encubierto por obtener el reembolso de costos de mantenimiento periódico posteriores a julio de 2009, por los cuales el Consorcio no puede ser considerado responsable”*.<sup>2072</sup>
- ii. En cuanto a los motores Caterpillar del Bloque 7, tras examinar los registros de mantenimiento del Consorcio y la declaración testimonial del Sr. Luna, el Dr. Egan concluyó que el Consorcio no demoró los reacondicionamientos; más bien, Ecuador reclama por varios motores que el Consorcio había

---

<sup>2068</sup> CMCC, ¶ 559; Wärtsilä Services, Informe oficial comercial: Eficacia de la vida útil, 2011 (**Anexo CE-CC-261**) y Programa de Mantenimiento de Perenco para el Bloque 7, 2005 (**Anexo CE-CC-100**).

<sup>2069</sup> CMCC, ¶ 562, en referencia a: Perenco Ecuador Limited, Informe de actividad anual para el Bloque 7 correspondiente al ejercicio 2008, enero de 2009, págs. 8-9 (**Anexo CE-CC-213**); Carta de Luis Cobos (Perenco) a Vincente Juepa (Ministerio de Energía y Minas), 31 de enero de 2003, págs. 3-9 (**Anexo CE-CC-195**).

<sup>2070</sup> Wärtsilä, Informe de servicio, Orden de trabajo N.º PER-001-07, 2007 (**Anexo CE-CC-131**); Wärtsilä, Informe de servicio, Varias órdenes de trabajo, 2008 (**Anexo CE-CC-155**); Lista de órdenes de mantenimiento correctivo, planificado y preventivo, 5 de septiembre de 2012 (**Anexo CE-CC-264**); Registros de mantenimiento predictivo de motores Caterpillar y Wärtsilä (sin fecha) (**Anexo CE-CC-276**).

<sup>2071</sup> CMCC, ¶ 560, en referencia a: Intertek IP1, ¶¶ 57-58.

<sup>2072</sup> CMCC, ¶ 560, en referencia a: Intertek IP1, ¶¶ 61-62.

reacondicionado recientemente y, por ende, es imposible que hayan requerido reacondicionamiento al momento de la toma de control.<sup>2073</sup>

1016. En su segundo informe, el Dr. Egan rechaza las críticas del Sr. Luna, y confirma sus conclusiones tanto con respecto a los motores Caterpillar como a los Wärstilä.<sup>2074</sup>
1017. Burlington alega que, dado que el Consorcio realizó el mantenimiento requerido, la reclamación de Ecuador por los mayores costos de mantenimiento y la reducción de la vida útil de los motores debe ser desestimada. Sin embargo, incluso suponiendo *quod non* que no hubiera realizado el mantenimiento requerido, Burlington, apoyándose en el Dr. Egan, asevera que “Ecuador no ofreció ningún fundamento científico o de ingeniería para concluir que toda demora hipotética crearía un aumento en los posteriores costos de reacondicionamiento o reducción de la vida útil”.<sup>2075</sup> La reclamación relativa a los costos de compra e instalación de un nuevo alternador también debe desestimarse, ya que dichos costos no califican como costos de “reacondicionamiento”.<sup>2076</sup>
1018. En términos generales, Burlington alega que, de no haber llevado a cabo los reacondicionamientos periódicos de los motores, no habría podido mantener o incrementar los niveles de producción, ya que sin los motores no hay energía y sin energía no hay producción. Por esta razón, afirma que entre diciembre de 2005 y julio de 2009 erogó casi USD 3 millones en piezas de reposición sólo para los motores Caterpillar.<sup>2077</sup>

### **c. Análisis**

1019. No se encuentra controvertido que los motores requieren mantenimiento preventivo (tal como monitoreo, pruebas y reacondicionamientos), durante el cual los motores son desmontados para su posterior revisión y reparación, de ser necesario.<sup>2078</sup>
1020. Tras analizar el material probatorio, en particular las declaraciones testimoniales del Sr. Luna, los informes periciales del Dr. Egan, y los registros de mantenimiento del

---

<sup>2073</sup> CMCC, ¶ 561, en referencia a: Intertek IP1, ¶¶ 63-64.

<sup>2074</sup> Intertek IP2, ¶¶ 39-70.

<sup>2075</sup> CMCC, ¶ 563, en referencia a: Intertek IP1, ¶¶ 67-71.

<sup>2076</sup> CMCC, ¶ 563, en referencia a: Luna DT2, p. 8; Intertek IP1, ¶ 59.

<sup>2077</sup> CMCC, ¶ 564, en referencia a: Perenco Ecuador Limited, Detalles de costos de Caterpillar, 2006-2009, pág. 16 (**Anexo CE-CC-105**).

<sup>2078</sup> Véase, por ejemplo: Intertek IP1, ¶ 54.

Consortio, el Tribunal concluye que Ecuador no aportó pruebas suficientes de la supuesta omisión por parte del Consorcio de llevar a cabo reacondicionamientos oportunos a sus motores generadores, ni ha probado que dicha omisión incrementó los costos de mantenimiento o redujo la vida útil de los motores.

1021. Con respecto a los motores Caterpillar del Bloque 7, el expediente muestra que el Consorcio implementó programas apropiados de mantenimiento preventivo y correctivo. El Informe Ambiental Anual del Consorcio para el Bloque 7, correspondiente al año 2002, que se envió al Ministerio de Energía y Minas, incluía un resumen de programas de mantenimiento preventivo y correctivo de motores y otros equipos del Bloque 7.<sup>2079</sup> No hubo ninguna objeción o protesta de Ecuador ante esta carta en su momento. De manera similar, el programa de mantenimiento del Consorcio, vigente desde el año 2005, explicaba los parámetros utilizados para el mantenimiento de motores y otros equipos, y especificaba, en particular, cuándo debían realizarse los reacondicionamientos de los motores Caterpillar.<sup>2080</sup> Específicamente, este programa explicaba que “*el mantenimiento de los equipos Perenco instalados en el Bloque 7 se basó en las recomendaciones de los fabricantes de esos equipos, así como en la situación y las condiciones ambientales en que operaban*”, y establecía la periodicidad con que tales motores debían reacondicionarse.<sup>2081</sup>
1022. En cuanto a si el Consorcio realizó los reacondicionamientos de sus motores Caterpillar de manera oportuna y las consecuencias de la supuesta extemporaneidad, el Tribunal ha tomado nota de las opiniones discrepantes y del material probatorio presentado por el Sr. Luna y el Dr. Egan. Habiendo revisado sus respectivas declaraciones y las pruebas en que se basan, el Tribunal llega a la conclusión de que Ecuador no ha establecido que el Consorcio haya demorado estos reacondicionamientos, y más específicamente:
- i. Según el Dr. Egan, “Caterpillar recomienda que los operadores reacondicionen los motores Modelo 3406 cada 6.000 horas y los motores Modelo 3412 cada 10.000 horas”.<sup>2082</sup> Después de revisar los registros de

---

<sup>2079</sup> Carta de Luis Cobos (Perenco) a Vicente Juepa (Ministerio de Energía y Minas), 31 de enero de 2003, a la que se adjunta el Informe ambiental anual para el Bloque 7 correspondiente al año 2002 (**Anexo CE-CC-213**).

<sup>2080</sup> Programa de Mantenimiento de Perenco para el Bloque 7, 2005 (**Anexo CE-CC-100**).

<sup>2081</sup> *Ibid.*

<sup>2082</sup> Intertek IP1, ¶ 55, invocando: Caterpillar, Manual de Operación y Mantenimiento, Motores Industriales y Generadores 3406B and 3406C, noviembre 1999 (**Anexo CE-CC-25**) y

mantenimiento del Consorcio, el Dr. Egan concluyó que “el programa de mantenimiento preventivo del Consorcio siguió las recomendaciones de reacondicionamiento por hora proporcionadas por Caterpillar”.<sup>2083</sup>

- ii. Según el Dr. Egan, los registros generados por la base de datos SAP del Consorcio, así como las órdenes de trabajo del Consorcio, demuestran que el Consorcio realizó reacondicionamientos en sus motores del Bloque 7 de manera oportuna.<sup>2084</sup>
- iii. El Sr. Luna sostiene que, con respecto a 14 motores (a saber, los motores N.º 1, 5, 7, 8, 11, 12, 14, 15, 16, 21, 22, 23, 24 y 26), no hay indicios de reacondicionamiento entre los meses de septiembre de 2007 y julio de 2009.<sup>2085</sup> El Dr. Egan advierte, sin embargo, que el Sr. Luna no contempló los reacondicionamientos importantes y las otras tareas de mantenimiento ejecutadas por el Consorcio en este período.<sup>2086</sup> En consecuencia, el Dr. Egan aportó una versión corregida de la lista de reacondicionamiento de motores Caterpillar proporcionada por el Sr. Luna<sup>2087</sup> la que, según afirma este último, “demuestra claramente que el Consorcio realizó un debido mantenimiento de los 14 motores Caterpillar que citó el Sr. Luna”, evidenciando que el Consorcio, o bien llevó a cabo un reacondicionamiento importante de los motores en cuestión, o realizó otras tareas de mantenimiento de acuerdo con su programa de mantenimiento vigente.<sup>2088</sup> El Tribunal acepta esta lista corregida de tareas de mantenimiento. También coincide con el Dr. Egan en que el mantenimiento apropiado de los motores por parte del Consorcio no se limita a si realizó reacondicionamientos “importantes”, sino que también deben contemplarse otras tareas de mantenimiento.<sup>2089</sup>

---

Caterpillar, Manual de Operación y Mantenimiento, Motores Diesel Industriales y EPG 3408C & 3412C, diciembre 1999 (**Anexo CE-CC-26**).

<sup>2083</sup> Intertek IP1, ¶ 57.

<sup>2084</sup> *Id.*, ¶ 58, en referencia a: Fechas de reacondicionamiento de motores del Bloque 7, julio de 2006 (CE-CC-119) y Lista de órdenes de mantenimiento correctivo, planificado y preventivo, 5 de septiembre de 2012 (**Anexo CE-CC-264**).

<sup>2085</sup> Luna DT4, ¶ 138(a) y Anexo 82.

<sup>2086</sup> Intertek IP2, ¶ 57.

<sup>2087</sup> Luna DT4, Anexo 82.

<sup>2088</sup> Intertek IP1, ¶¶ 58-59 y Apéndice C.

<sup>2089</sup> *Id.*, ¶¶ 60-64.

iv. El Sr. Luna también señala que el Consorcio no cumplió con las especificaciones del fabricante con respecto a otros 13 motores, ya que no realizó los reacondicionamientos dentro del plazo apropiado.<sup>2090</sup> El Sr. Luna acepta que el Consorcio reacondicionó estos motores dentro de un período aproximado de un año antes de la toma de control de los Bloques (y, por lo tanto, que no había ningún otro reacondicionamiento pendiente antes de la toma de control), pero alega que la falta de reacondicionamiento durante ese período provocó daños que aumentaron los costos de mantenimiento de estos motores. El Dr. Egan rechaza esta teoría y el Tribunal concuerda. Según explica el Dr. Egan, “una vez reacondicionado el motor y reemplazadas o reparadas las piezas gastadas, no hay daños permanentes para el motor que pudieran incrementar los costos de mantenimiento para los posteriores reacondicionamientos. Si, de hecho, hubiera habido algún aumento en los costos de reacondicionamiento como consecuencia de algún mantenimiento anterior omitido o diferido en los años 2006 o 2007, por ejemplo, lo habría soportado el Consorcio al realizar los reacondicionamientos más recientes en los años 2008 o 2009. Sólo en ese momento sería necesario reemplazar o reparar más piezas de lo normal”.<sup>2091</sup>

1023. En cuanto a los motores del Bloque 21, el Contrato de Servicios de Mantenimiento entre el Consorcio y Wärtsilä, celebrado el día 30 de mayo de 2008, establecía las directrices para el mantenimiento tanto de rutina como programado.<sup>2092</sup>

1024. Tal como explica el Dr. Egan, Wärtsilä recomienda que los reacondicionamientos comiencen a las 8.000 horas y que, en lo sucesivo, los reacondicionamientos de envergadura se realicen cada 12.000 horas.<sup>2093</sup> El Sr. Luna concuerda,<sup>2094</sup> pero asevera que el Consorcio no acató estos parámetros para los motores de Wärtsilä N.º 2, 3 y 4, mientras que el Dr. Egan lo niega. Tras analizar el material probatorio que obra en el expediente, el Tribunal coincide con el Dr. Egan, por los siguientes motivos:

---

<sup>2090</sup> Luna DT4, ¶ 138(b) y Anexo 82.

<sup>2091</sup> Intertek IP2, ¶ 66.

<sup>2092</sup> Contrato de Servicios de Mantenimiento para el Proyecto Yuralpa entre el Consorcio Bloque 7 y Bloque 21 y Wärtsilä Ecuador S.A, 30 de mayo de 2008 (**Anexo CE-CC-163**).

<sup>2093</sup> Intertek IP1, ¶ 55; Intertek IP2, ¶ 43.

<sup>2094</sup> Luna DT4, ¶ 137.

- i. Con respecto al motor Wärtsilä N.º 2, el Sr. Luna acepta que fue reacondicionado (correctamente) a las 24.000 horas de uso, pero afirma que en abril de 2010 Petroamazonas se vio obligada a reacondicionar este motor a las 32.000 horas (en lugar de a las 36.000, que era el siguiente reacondicionamiento programado). El Sr. Luna alega que este reacondicionamiento debió adelantarse debido a filtraciones en el motor, pero no explica de qué manera podrían haberse atribuido estas filtraciones a una anterior falta de mantenimiento por parte del Consorcio.<sup>2095</sup>
- ii. Con respecto al motor Wärtsilä N.º 3, el Sr. Luna reconoce que el Consorcio realizó un reacondicionamiento a las 12.000 horas en octubre de 2006. El Sr. Luna alega que no se realizó ningún otro reacondicionamiento desde entonces, pero, tal como fue explicado por el Dr. Egan, el próximo reacondicionamiento no correspondía sino hasta julio de 2009. Dada la toma de posesión física de Ecuador el 16 de julio de 2009, no puede responsabilizarse al Consorcio por no haber realizado este reacondicionamiento. En todo caso, el expediente demuestra que el Consorcio realizó un mantenimiento adicional a las 16.000 horas.<sup>2096</sup>
- iii. El Tribunal arriba a una conclusión similar con respecto al motor Wärtsilä N. 4. Tal como reconoce el Sr. Luna, este motor sólo se puso en funcionamiento en el año 2007. El expediente demuestra que el Consorcio realizó diversos mantenimientos preventivos, incluido un reacondicionamiento a las 4.000 horas en el mes de enero de 2008, pero el primer reacondicionamiento de envergadura (a las 12.000 horas) no correspondía sino hasta el mes de enero de 2010; después de la toma de posesión de Petroamazonas.<sup>2097</sup>

---

<sup>2095</sup> Luna DT4, ¶ 137(a) y Anexos 81 y 83; Intertek IP2, ¶¶ 45-48; Wärtsilä Ecuador S.A., Informe de Servicio para Orden de Trabajo N.º. PER-004-06 para Yuralpa, Bloque 21, junio de 2006 (**Anexo CE-CC-319**); Wärtsilä Ecuador S.A., Informe de Servicio para Orden de Trabajo N.º. 10197956 para Perenco, Bloque 21, Yuralpa, noviembre de 2008 (**Anexo CE-CC-340**); Wärtsilä Ecuador S.A. Facturas N.º. 0002985, 27 de septiembre de 2005, and N.º. 0004698, 12 de julio de 2007 (**Anexo CE-CC-314**).

<sup>2096</sup> Luna DT4, ¶ 137(b) y Anexo 81; Intertek IP2, ¶¶ 49-50; Wärtsilä Ecuador S.A. Facturas N.º. 0004245, 4 de enero de 2007, and N.º. 0004820, 15 de agosto de 2007 (**Anexo CE-CC-324**); Wärtsilä Ecuador S.A. Informe de Servicio para Orden de Trabajo N.º. PER-009-07 para Yuralpa, Bloque 21, 28 de mayo de 2007 (**Anexo CE-CC-326**).

<sup>2097</sup> Luna DT4, ¶ 137(c) y Anexo 81; Intertek IP2, ¶ 51; Wärtsilä Ecuador S.A. Informe de Servicio para Orden de Trabajo N.º. PER-001-08 para Yuralpa, Bloque 21, enero de 2008 (**Anexo CE-CC-329**).

1025. Sobre esta base, el Tribunal concluye que el Consorcio cumplió de manera apropiada con sus obligaciones de mantenimiento, y que los costos incurridos por Petroamazonas en el mantenimiento de los motores se debieron al mantenimiento de rutina o fueron ocasionados por el desgaste normal.
1026. El Tribunal determina asimismo que Ecuador no ha probado que pueda atribuirse una reducción en la vida útil de los motores a que el Consorcio no haya realizado el mantenimiento adecuado. En efecto, aun si el Tribunal hubiese hallado pruebas de reacondicionamientos extemporáneos, determina que Ecuador no ha demostrado que estas demoras habrían causado los mayores costos que reclama. El Tribunal acepta la explicación del Dr. Egan según la cual, *“aunque una demora en los reacondicionamientos puede repercutir en el rendimiento del motor (principalmente la producción eléctrica y los niveles de emisiones), esto no necesariamente aumentará los costos de mantenimiento ni reducirá la vida útil del motor. A lo sumo, una demora en el reacondicionamiento incidirá en la parte superior del motor (es decir, válvulas, cámaras de combustión e inyectores). Sin embargo, es necesario reemplazar estas piezas durante el reacondicionamiento independientemente de la demora. En otras palabras, no existe penalidad alguna por demorar los reacondicionamientos”*.<sup>2098</sup> El expediente no sustenta otra conclusión.
1027. En consecuencia, se rechaza este aspecto de la reclamación relacionada con los motores.

## **2.5.2. El uso de la mezcla de crudo y diésel**

### **a. Posición de Ecuador**

1028. Ecuador sostiene que el Consorcio no utilizó los motores de acuerdo con las especificaciones del fabricante. En lugar de utilizar combustible diésel según se requiere, el Consorcio modificó los motores del Bloque 7 para poder así utilizar una mezcla más económica de diésel/crudo que contenía crudo producido en el Bloque (primero una mezcla 50/50, tras las pruebas, optando por una mezcla de 40% de crudo y 60% de diésel).<sup>2099</sup>
1029. Ecuador afirma que el efecto de estas modificaciones fue desastroso. Sólo unas pocas semanas después de realizar estas modificaciones se rompió uno de los

---

<sup>2098</sup> Intertek IP1, ¶ 68.

<sup>2099</sup> 2º SMCC, ¶¶ 395-398; Luna DT1, ¶ 16.

motores y finalmente se dañaron todos los motores.<sup>2100</sup> Tal como explicara el Sr. Montenegro en su memorando de fecha 9 de enero de 2011:

“El efecto de este nuevo combustible en los motores se notó de inmediato y fue desastroso; cambió la coloración de los gases de escape, subió la temperatura de los múltiples de escape y se taponaron muy temprano los filtros de combustible. [...] A las pocas semanas se rompió el primer block de un motor Cat 3406 de las Unidades Power Oil de la Estación Coca, en el desarmado de este motor se encontró gran acumulación de crudo en las paredes internas, atascamiento de bielas, desprendimiento de cojinetes de biela y bancada provocados por falta de lubricación interna, severos daños en los turbos y bombas de inyección. Este hecho se repitió en varios motores en vista que no se podía prever el momento de la falla [...] Después de este acontecimiento, todos los motores sin excepción, fueron afectados. [...] Este sistema de combustible funcionó hasta Marzo/09 [...] pero los motores quedaron afectados”.<sup>2101</sup>

**b. Posición de Burlington**

1030. Burlington acepta haber utilizado una mezcla de crudo y diésel en el Bloque 7, pero sostiene que se trató de una elección razonable y que contó con la aprobación del gobierno, y, que en todo caso, se realizó durante un tiempo limitado; no teniendo así un impacto perdurable en los motores.
1031. Debido a un fuerte aumento en los precios del diésel a fines del año 2007, el Consorcio comenzó a estudiar la posibilidad de utilizar una mezcla de crudo y diésel en los motores Caterpillar en el Bloque 7. Probó la mezcla durante seis meses. Según Burlington, este período de prueba mostró que se trataba de un combustible adecuado para los motores.
1032. Burlington alega asimismo que la utilización de esta mezcla fue consistente con la práctica de la industria internacional, y que Perenco había utilizado anteriormente la mezcla en otros países, tales como Turquía. El Dr. Egan observa en particular que Caterpillar brinda directrices para utilizar mezclas de combustibles en sus motores, y que el Consorcio cumplió con dichas directrices: Caterpillar recomienda que las mezclas de combustibles utilizadas en sus motores tengan un porcentaje máximo

---

<sup>2100</sup> 2º SMCC, ¶¶ 395-398; Luna DT1, ¶ 16.

<sup>2101</sup> Memorando “Planta Mezcladora”. Afectación a los motores CAT”, 9 de enero de 2011, págs. 2-3 (Luna DT1, Anexo 2).

de crudo a diésel de 45%, y el Consorcio utilizó una mezcla con un porcentaje de 40% de crudo a diésel.<sup>2102</sup>

1033. Burlington también hace énfasis en que no sólo el Ministerio de Minas y Petróleo tenía conocimiento de esta práctica y de la intención del Consorcio de utilizar la mezcla en los Bloques, sino que dio su aprobación para la construcción de la planta mezcladora necesaria, y representantes del Ministerio estuvieron presentes durante el corto período en el cual se utilizó la mezcla. Burlington sostiene asimismo que, de acuerdo con las directrices del fabricante, el Consorcio realizó mantenimientos más frecuentes en los motores que utilizaban la mezcla, evitando así cualquier daño. Agrega que, dado que sólo se utilizó la mezcla desde agosto de 2008 hasta febrero de 2009, esta práctica no podría haber tenido, y de hecho no tuvo, ningún impacto perdurable en los motores.<sup>2103</sup>

### c. Análisis

1034. El Tribunal coincide con Ecuador en que la utilización por parte de Burlington de una mezcla de crudo-diésel en los motores en el Bloque 7 puede haber repercutido en la vida de los motores y posiblemente conllevado a mayores costos de mantenimiento para Ecuador después de haber tomado posesión de los Bloques. Esto se encuentra sustentado por las recomendaciones sobre combustibles de Caterpillar del año 2001, en las cuales el fabricante de motores advierte que, aunque admisible, la utilización de “mezclas de combustibles” puede incrementar los costos de mantenimiento y reducir la vida del motor:

*“Los motores diésel pueden quemar una amplia variedad de combustibles. Estos combustibles se dividen en dos grupos generales [...]. Los combustibles preferidos proporcionan la máxima vida útil del motor y el máximo rendimiento. Los combustibles preferidos son los combustibles destilados. Estos combustibles se denominan comúnmente combustible diésel [...] Los combustibles permitidos son el crudo o las mezclas de combustibles. La utilización de estos combustibles puede resultar en mayores costos de mantenimiento y en una reducción de la vida útil del motor”.*<sup>2104</sup>

1035. Es cierto que Burlington alega que el Consorcio adoptó un incremento en su rutina de mantenimiento según las recomendaciones del fabricante.<sup>2105</sup> Sin embargo, el

---

<sup>2102</sup> Intertek IP1, ¶ 73, en alusión a: Caterpillar, Guía de Aplicación e Instalación de Combustibles Diésel y Sistemas de Combustibles Diésel, 2012, Apéndice 2 (**Anexo CE-CC-260**).

<sup>2103</sup> CMCC, ¶¶ 566-572, que invoca a Intertek IP1, ¶¶ 72-76.

<sup>2104</sup> Énfasis añadido por el Tribunal. Luna DT4, Anexo 85.

<sup>2105</sup> D'Argentré DT1, ¶ 61.

Tribunal observa que después de siete meses el Consorcio decidió dejar de utilizar la mezcla debido a “*serios problemas con los motores*”, y a que “*en promedio tres motores por mes que se dañaban completamente*”, tal como fue explicado por el Sr. Solís durante la Audiencia:

“Dejamos de [utilizar la mezcla de crudo-diésel] porque teníamos serios problemas con todos los motores del Bloque 7 en donde fue utilizada esta mezcla. En realidad, esta mezcla puede ser utilizada, pero en motores que son fabricados para el efecto. No en los motores que teníamos en ese tiempo en el Bloque 7. Esos motores fueron fabricados para trabajar únicamente con diésel, no con una mezcla de crudo-diésel. Perenco estuvo experimentando con esa mezcla con el afán de reducir los costos de producción. Tuvimos muchas fallas en los motores. Recuerdo que teníamos un promedio de 3 motores por mes que se dañaban completamente”.<sup>2106</sup>

1036. En cuanto a la afirmación de Burlington de que el Ministerio de Minas y Petróleo tenía conocimiento de esta práctica, el Tribunal observa que el expediente muestra efectivamente que el Ministerio estaba al tanto de que el Consorcio estaba construyendo una planta mezcladora en la CPF Gacela en el mes de agosto de 2008 para utilizar esta mezcla en los motores del Bloque 7. Por ejemplo, existe correspondencia entre el Consorcio y el Ministerio de Minas y Petróleo entre noviembre de 2007 y junio de 2008 en referencia al período de prueba y a la motivación financiera detrás de la elección del Consorcio. Las cartas del Ministerio no denotan oposición a la utilización de la mezcla.<sup>2107</sup> Por el contrario, en febrero de 2008, la Dirección Nacional de Hidrocarburos incluso autorizó a Perenco “a utilizar petróleo crudo proveniente del porcentaje de la participación de crudo fijado en el Contrato de Participación de Exploración y Explotación de Hidrocarburos, combinado con diésel como combustible para la generación eléctrica en los campos del Bloque 7 y Unificado Coca Payamino”.<sup>2108</sup>
1037. Dicho esto, aunque Ecuador tenía conocimiento de la utilización de la mezcla por parte del Consorcio y no la objetó, sigue siendo el hecho de que la responsabilidad

---

<sup>2106</sup> Tr. (Día 6) (ESP), 1935:12-1936:3 (Interrogatorio directo, Solís).

<sup>2107</sup> Cartas cursadas entre los días 6 de noviembre de 2007 y 23 de junio de 2008 entre el Consorcio y el Ministerio de Minas y Petróleo (**Anexo CE-CC-146**).

<sup>2108</sup> Carta de fecha 13 de febrero de 2008 de Javier Egúez Espinosa (Ministerio de Minas y Petróleo) a Eric D’Argenté (Perenco) (**Anexo CE-CC-157**). Pueden hallarse otras pruebas del conocimiento del Ministerio en: Carta de fecha 20 de agosto de 2008 de Alfredo Coronel (Perenco) a Vicente Guerra (DNH) (**Anexo CE-CC-174**) y Perenco Ecuador Limited, Registro de Suspensión Temporal del Medidor de la Planta Mezcladora, 11 de febrero de 2009 (**Anexo CE-CC-200**).

por el buen estado de los equipos recaía en el Consorcio. El expediente muestra que la utilización de la mezcla, aunque admisible según el fabricante, podía conllevar a mayores costos de mantenimiento y repercutir en la vida útil de los motores. Establece asimismo que el propio Consorcio discontinuó la utilización de la mezcla de combustible debido a los problemas experimentados con la operación de los motores.

1038. Por estos motivos, el Tribunal considera que ha quedado suficientemente demostrado que la utilización de la mezcla afectó el estado de los motores.
1039. Ecuador reclama una suma total de USD 1.795.276,80 en relación con los motores en el Bloque 7,<sup>2109</sup> de los cuales USD 1.123.800 corresponden a la reducción en la vida útil de los motores debido a la falta de mantención regular y al uso de la mezcla de diésel y crudo.<sup>2110</sup> Burlington no controvierte la cuantificación de Ecuador como tal, pero alega que la reclamación no tiene sustento técnico. Como se observa en el párrafo 1026 *supra*, el Tribunal ya ha rechazado el argumento de Ecuador consistente en que la presunta falta de mantención regular de los motores por parte de Burlington redujo su vida útil, y Ecuador no explica qué porción de la reducción en la vida útil puede ser atribuida al uso de la mezcla. En el ejercicio de su discrecionalidad en materia de evaluación de la prueba y cuantificación de daños, el Tribunal considera apropiado otorgar a Ecuador la mitad de la suma reclamada para la reducción de la vida útil de los motores del Bloque 7. En consecuencia, el Tribunal otorga la presente reclamación en un monto de USD 561.900,00.

## **2.6. Reclamaciones relacionadas con bombas / sistemas eléctricos / equipos informáticos / mantenimiento de carreteras**

1040. Ecuador alega que, cuando Petroamazonas tomó el control de las operaciones en julio de 2009, descubrió que las bombas, sistemas eléctricos, equipos informáticos, piezas de reposición, y carreteras en los Bloques se encontraban en estado subestándar. Por lo tanto, alega que el Consorcio no reemplazó los equipos y sistemas obsoletos, ni instaló los sistemas de respaldo adecuados, ni mantuvo un inventario suficiente de piezas de reposición, ni mantuvo las carreteras, y reclama así por los costos en los que Petroamazonas ha debido (o deberá) incurrir para

---

<sup>2109</sup> Alegato de Apertura de Ecuador, Diapositiva 136.

<sup>2110</sup> 2º SMCC, ¶ 415; Luna DT2, Anexo 10.

actualizar estos ítems.<sup>2111</sup> Burlington se opone a todas estas reclamaciones. Debido a su carácter específico, el Tribunal procederá a analizar cada una de las reclamaciones por separado.

### 2.6.1. Bombas

#### a. Posición de Ecuador

1041. Ecuador afirma que el Consorcio (i) operó con muy pocas bombas y que aquellas que empleó eran obsoletas, (ii) no realizó un mantenimiento preventivo o predictivo, (iii) no contaba con sistemas de respaldo suficientes o carecía de ellos, y (iv) carecía del inventario necesario de piezas de reposición. Por lo tanto, Petroamazonas debe adquirir bombas nuevas para reemplazar aquellas actualmente en existencia. Sin embargo, ya que se trata de un proceso costoso y extenso, no había sido llevado a cabo al momento de la presentación del Escrito Posterior a la Audiencia. En ese momento, había realizado reacondicionamientos en las bombas 2 y 4 de la CPF Coca, que afirma han tenido un costo de USD 33.662,45.<sup>2112</sup>

#### b. Posición de Burlington

1042. Burlington hace hincapié en que la pretensión por daños de Ecuador inicialmente se centró en sólo 5 de las 160 bombas en los dos Bloques. Una vez que admitió que aún no había reemplazado ninguna bomba con nuevas compras, redujo su reclamación para procurar obtener simplemente los costos de reacondicionamiento de dos bombas.<sup>2113</sup>

1043. En respuesta a los cuatro argumentos de Ecuador sintetizados en el párrafo 1041 *supra*, Burlington afirma que (i) las bombas no se encontraban obsoletas a julio de 2009, señalando el hecho de que Ecuador continuó utilizándolas bien avanzado su propio período de operación, (ii) contaba con un programa integral de mantenimiento preventivo y predictivo que cumplía con las directrices del fabricante, y realizaba inspecciones visuales diarias, (iii) la reclamación de respaldo de Ecuador constituye “*aún otra reclamación por los equipos necesaria para afrontar el incremento en la actividad productiva por parte de Ecuador, y no para remediar la*

---

<sup>2111</sup> 2º SMCC, ¶¶ 399-406; Otros gastos de reacondicionamiento de los Bloques, amended version (**Anexo E-301**).

<sup>2112</sup> Luna DT4, ¶ 123 y Anexo 78.

<sup>2113</sup> C-EPA, ¶ 251 y nota 343; Intertek IP2, ¶ 124.

*falta de mantenimiento adecuado del Consorcio*", y (iv) el Consorcio mantuvo un inventario adecuado de repuestos.<sup>2114</sup>

### c. Análisis

1044. Al momento de la Audiencia, Ecuador aún operaba las bombas que asegura son obsoletas, salvo por las dos bombas en la CPF Coca. Ecuador, de hecho, realizó reacondicionamientos en relación con estas últimas dos bombas, cuyo costo es cuantificado por el Sr. Luna en la suma de USD 32.662,45, la que aquí se reclama.<sup>2115</sup> El hecho de que 158 de las 160 bombas que se encontraban presentes en los Bloques cuando Petroamazonas asumió el control de las operaciones en julio de 2009 no hayan sido reacondicionadas ni reemplazadas con posterioridad a la toma de posesión, lleva al Tribunal a inferir que estas bombas no se encontraban en el grave estado que alega Ecuador.
1045. En cuanto a las dos bombas reacondicionadas en la CPF Coca, si bien es cierto que Ecuador ha presentado un informe de inspección que muestra que las bombas sufrieron una serie de problemas, dicho informe data de septiembre de 2012; más de tres años después de que Petroamazonas tomara posesión de los Bloques.<sup>2116</sup> Consecuentemente, es de poco valor para evaluar el estado de las bombas a julio de 2009. Burlington, por el contrario, ha presentado auditorías ambientales que fueron enviadas al Ministerio de Energía y Minas entre 2003 y 2006, mostrando el programa de mantenimiento vigente durante su operación de los Bloques, el cual incluía reacondicionamientos cada 300 horas.<sup>2117</sup> Además, la Demandante presentó un resumen de las cuentas de mantenimiento del Bloque 7, donde se encuentra ubicada la CPF Coca, de 2003 a 2009, el cual muestra que se erogaron USD 2.500.139,25 en el "Mantenimiento de Bombas".<sup>2118</sup> Por último, el Tribunal observa además que los Informes SGS no contienen referencias a bombas en mal estado en el campo Coca.

---

<sup>2114</sup> CMCC, ¶¶ 593-601, en referencia a: D'Argenté DT1, ¶¶ 41-42 y 69-71, e Intertek IP1, ¶¶ 131, 147-148.

<sup>2115</sup> Luna DT4, Anexo 78. El Tribunal observa que este anexo parece referirse a una sola bomba. Sin embargo, se mantiene que Ecuador reclama USD 32.662,45 en concepto de esta pretensión (la Réplica en el párrafo 513 menciona USD 33.662,45, lo que el Tribunal entiende se debe a un error tipográfico).

<sup>2116</sup> Luna DT4, Anexo 79.

<sup>2117</sup> Carta de fecha 31 de enero de 2003 de Luis Cobos (Perenco) a Vicente Juepa (Ministerio de Energía y Minas) (**Anexo CE-CC-213**), pueden hallarse referencias específicas a las bombas de la CPF Coca en las págs. 29-30, 67 y 112.

<sup>2118</sup> Bloques 7 y 21 del Consorcio, Resumen de Cuentas de Mantenimiento para el Bloque 7 desde 2003-2009 (**Anexo CE-CC-190**).

1046. En consecuencia, se desestima la presente reclamación.

## 2.6.2. Sistemas eléctricos

### a. Posición de Ecuador

1047. En cuanto a los sistemas eléctricos, Ecuador afirma que el Consorcio no cumplió con las normas relevantes aplicables en la industria petrolera, como las que forman parte del Código Eléctrico Nacional. En concreto, Ecuador alega que el Consorcio (i) utilizó equipos tecnológicamente obsoletos, tales como variadores y tableros de distribución, que generaron problemas en el manejo de los Bloques, y (ii) tenía conexiones eléctricas inapropiadas. Ecuador calcula sus daños en relación con esta reclamación en USD 2.120.254; el costo de los nuevos variadores.<sup>2119</sup>

### b. Posición de Burlington

1048. Según Burlington, el reemplazo por parte de Ecuador de 23 variadores y otras mejoras en las instalaciones eléctricas no apuntaban a reparar infraestructura subestándar, sino a sustentar el plan de expansión de Ecuador. Burlington alega que *“los variadores no podían haber estado obsoletos, ya que incluso aún había piezas de reposición del proveedor disponibles al momento de la expropiación y continúan estando disponibles a junio de 2013”*.<sup>2120</sup> En cambio, Burlington hace mención de dos documentos (Anexo Luna 13 y Anexo CE-CC-280), los cuales sugieren que Ecuador incurrió en estos costos para aumentar su rentabilidad.

### c. Análisis

1049. Si bien Ecuador critica el mantenimiento por parte del Consorcio de los equipos y conexiones eléctricas en general, su reclamación se limita a la compra de 23 variadores para el Bloque 7 a un precio de USD 2.120.254.<sup>2121</sup> No obstante, el memorando presentado como Anexo Luna 13 no demuestra que la compra haya sido necesaria como consecuencia del mal estado de los equipos actuales. Por el contrario, indica que las “ventajas técnicas y económicas” subyacen la decisión de migrar a otro modelo de variador:

---

<sup>2119</sup> 2º SMCC, ¶ 416; Luna DT2, ¶ 29; Factura de adquisición de 23 variadores de frecuencia (**Anexo E-308**).

<sup>2120</sup> Dúplica, ¶ 418.

<sup>2121</sup> Este es el monto que reclama Ecuador. El Tribunal advierte, sin embargo, que ninguno de los documentos que cita Ecuador en sustento de su pretensión coincide exactamente con esta cifra. El Anexo Luna 13 hace referencia a un costo de USD 2.120.262, mientras que el Anexo E-308 contiene una factura por la compra de 23 generadores por un total de USD 2.374.684,48.

“Existen ventajas técnicas y económicas que justifican la migración del modelo ICS al modelo GCS. *Es por este motivo* [que] se ha planificado reemplazar 23 de los 26 variadores de frecuencia del bloque 7 [...]”.<sup>2122</sup>

1050. Además, el Anexo CE-CC-280, titulado “Repotenciación Sistema Eléctrico Estación Coca B-7”, hace referencia a la “repotenciación” del sistema eléctrico del Bloque 7 mediante un proyecto (de hecho, la segunda fase de un proyecto) cuyo alcance se encuentra definido como “Desarrollo de Ingeniería Básica y Detallada para la Mejora de las Instalaciones Eléctricas y el Control de la Estación Coca”. La primera oración de dicho documento explica que la repotenciación era necesaria “debido al incremento de producción”.
1051. En consecuencia, el Tribunal desestima esta reclamación por falta de pruebas de que los gastos relacionados con la compra de los nuevos variadores fueron causados por el mantenimiento inapropiado por parte de la Demandante, o por una mala condición más allá del desgaste normal de los sistemas eléctricos de los Bloques a julio de 2009.

### **2.6.3. Equipos y software informáticos**

#### **a. Posición de Ecuador**

1052. Ecuador alega que el Consorcio no tenía un software de mantenimiento apropiado de acuerdo con los estándares de la industria. Por ende, después de la toma de control, Petroamazonas incurrió en gastos a fin de actualizar la tecnología utilizada en sus oficinas e implementar “Maximo”, un nuevo Sistema computarizado de gestión del mantenimiento (CMMS, por sus siglas en inglés).<sup>2123</sup> El Sr. Luna recalca que Petroamazonas tuvo que implementar el sistema desde cero, debido a que el Consorcio no transfirió la información desde su sistema SAP u otros archivos de mantenimiento cuando Petroamazonas tomó el control de los Bloques.<sup>2124</sup>
1053. Ecuador ahora pretende recuperar estos costos, que el Sr. Luna calcula en USD 151.601,96, incluyendo la adquisición de computadoras, cámaras y el costo de contratación de personal especializado para implementar el sistema.<sup>2125</sup> Excluyendo

---

<sup>2122</sup> Luna DT2, Anexo 13 (énfasis añadido por el Tribunal).

<sup>2123</sup> 2º SMCC, ¶ 406.

<sup>2124</sup> Luna DT3, ¶ 171.

<sup>2125</sup> *Id.*, ¶¶ 10-14 y Anexo 18; Luna DT4, ¶ 172.

la compra de computadoras, Ecuador calcula esta reclamación en USD 81.384,96.<sup>2126</sup>

1054. Ecuador también reclama por separado los costos adicionales de compra (adicional) de software y computadoras nuevos.<sup>2127</sup> Ecuador incluye esto en una reclamación general por otros equipos,<sup>2128</sup> pero ha aclarado que la reclamación total de software y computadoras nuevas (incluyendo Maximo) asciende a USD 470.565,01.<sup>2129</sup> El Tribunal entiende, por lo tanto, que su reclamación por computadoras y software adicionales (diferentes a Maximo) asciende a USD 389.180,05 (USD 470.565,01- USD 81.384,96).

#### **b. Posición de Burlington**

1055. Para Burlington, la reclamación relacionada con el software Maximo es otro ejemplo de que Ecuador pretende obtener el pago de actualizaciones. Burlington sostiene que el Consorcio era propietario del programa de gestión conocido como “SAP”, el cual cumplía con los estándares de la industria y fue programado con la información sobre la infraestructura del Bloque. Burlington alega, por lo tanto, que incluso si Ecuador hubiese elegido pasar de SAP a Maximo, podría haberlo hecho a un costo mínimo con sólo transferir los datos de la base de datos de SAP a la base de datos de Maximo.<sup>2130</sup> Sin embargo, Ecuador decidió no participar en las reuniones técnicas con el Consorcio para facilitar la transferencia de datos. Como resultado de ello, es el único responsable por cualquier costo relacionado.<sup>2131</sup>
1056. Burlington alega, asimismo, que las actualizaciones de tecnología no requieren computadoras nuevas o especiales.<sup>2132</sup>

#### **c. Análisis**

1057. Con respecto a la pretensión de Ecuador por la implementación del CMMS Maximo, el Tribunal observa que el Consorcio utilizaba otro software de gestión (el sistema SAP), que el Dr. Egan caracteriza como un “sistema de gestión” “integral” e

---

<sup>2126</sup> 2º SMCC, ¶ 418.

<sup>2127</sup> *Id.*, ¶ 417.

<sup>2128</sup> Otros gastos de reacondicionamiento de los Bloques, versión modificada (**Anexo E-301**).

<sup>2129</sup> Alegato de Apertura de Ecuador, Diapositiva 137.

<sup>2130</sup> CMCC, ¶ 635, basado en: Intertek IP1, ¶ 50.

<sup>2131</sup> CMCC, ¶ 635; Dúplica, ¶ 422.

<sup>2132</sup> CMCC, ¶ 634.

“internacionalmente reconocido”, que cumple con los estándares de la industria.<sup>2133</sup>

El Dr. Egan explica que:

*“El programa SAP del Consorcio estaba lleno de información sobre mantenimiento correspondiente a la infraestructura de los Bloques 7 y 21. Según la información de mantenimiento ingresada, el programa SAP alertaba al Consorcio cuándo se requería mantenimiento adicional, según intervalos de tiempo predefinidos. Una vez finalizado el mantenimiento, el programa SAP generaba una orden de trabajo para documentar que el mantenimiento requerido había sido realizado”.*<sup>2134</sup>

1058. El Sr. Luna no cuestiona estas declaraciones, pero alega que, dado que el Consorcio no dejó su base de datos de SAP al retirarse de los Bloques, Petroamazonas tuvo que programar el sistema Maximo desde cero.<sup>2135</sup> Sin embargo, tal como señalara Burlington, después de la toma de control, el Consorcio escribió a Petroamazonas para, *inter alia*, “[proponer] una reunión técnica para asegurar una transición ordenada [...] luego de la toma”, pero Petroamazonas no respondió.<sup>2136</sup> Si bien es cierto que la carta del Consorcio hacía referencia específica a la transición de empleados y contratistas, esta carta refleja la voluntad del Consorcio de colaborar hacia una transición adecuada. Como resultado, el Tribunal resuelve que Ecuador debe soportar sus costos de implementación del nuevo CMMS.
1059. En cuanto a la pretensión de Ecuador por concepto de nuevas computadoras, salvo por las afirmaciones del Sr. Luna de que el Consorcio no contaba con suficientes computadoras para implementar el sistema Maximo,<sup>2137</sup> y la alegación de Ecuador de que Petroamazonas tuvo que comprar nuevas computadoras,<sup>2138</sup> Ecuador no aportó prueba alguna de que los equipos y software informáticos requerían remplazo. En efecto, Ecuador mismo caracteriza estos gastos como una actualización, en vez de una reparación.<sup>2139</sup> Además, ambos Informes SGS

---

<sup>2133</sup> Intertek IP1, ¶¶ 48-51.

<sup>2134</sup> *Id.*, ¶ 49.

<sup>2135</sup> Luna DT4, ¶ 172.

<sup>2136</sup> Carta de Rubén Vintimilla (Perenco) a Wilson Pástor M. (Petroamazonas), 23 de julio de 2009, pág. 4 (**Anexo CE-CC-221**).

<sup>2137</sup> Luna DT4, ¶ 172.

<sup>2138</sup> 2º SMCC, ¶ 417.

<sup>2139</sup> *Id.*, ¶ 405 (en referencia a los gastos incurridos, entre otras cosas, para “actualizar la tecnología empleada en las oficinas con software y computadoras nuevos”).

consideran que la mayoría de las computadoras y programas examinados se encuentran en “buenas” o “muy buenas condiciones”.<sup>2140</sup>

1060. Por lo tanto, el Tribunal desestima esta reclamación por falta de pruebas suficientes de que estos gastos fueron causados por la negligencia de Burlington.

#### **2.6.4. Mantenimiento de caminos y vehículos**

##### **a. Posición de Ecuador**

1061. Ecuador pretende recuperar los montos invertidos en la compra de nuevos vehículos (USD 98.187,16) y mantenimiento de caminos (USD 381.127,64).<sup>2141</sup>
1062. Según Ecuador, las pruebas contemporáneas revelan que los vehículos del Consorcio habían excedido su vida útil. Ecuador alega, en particular, que a marzo de 2008 el 72% de los vehículos tenían más de 10 años y el 51% más de 250.000 kilómetros. Por esta razón, Ecuador aduce que tiene derecho a que se le reembolsen los costos de los vehículos de reemplazo que adquirió.<sup>2142</sup>
1063. Ecuador sostiene también que el Consorcio no invirtió lo suficiente en mantenimiento de caminos, tal como lo demuestra la discrepancia entre los gastos de Petroamazonas y los del Consorcio. Según Ecuador, en 2010 Petroamazonas erogó USD 4.264.318,05 en mantenimiento de caminos, mientras que el Consorcio solo erogó USD 435.051 en el año 2008.<sup>2143</sup> Ecuador enfatiza que sólo pretende el reintegro de los costos de mantenimiento de caminos en los que incurrió debido a la falta de mantenimiento previo por parte del Consorcio durante su gestión de los Bloques 7 y 21.<sup>2144</sup>

##### **b. Posición de Burlington**

1064. Burlington se opone a las reclamaciones sobre mantenimiento de caminos y nuevos vehículos, alegando que Petroamazonas pretende cobrar al Consorcio gastos de

---

<sup>2140</sup> Société Générale de Surveillance, Informe de Inventario, 2009 (**Anexo CE-CC-217**) y Société Générale de Surveillance, Informe de Inventario, 2010 (**Anexo CE-CC-240**).

<sup>2141</sup> Otros gastos de reacondicionamiento de los Bloques, versión modificada (**Anexo E-301**).

<sup>2142</sup> Réplica, ¶ 532(a).

<sup>2143</sup> *Id.*, ¶ 532(c).

<sup>2144</sup> *Ibid.*, en referencia a: Luna DT4, Anexo 36.

mantenimiento periódico y mejoras necesarias para la expansión de sus operaciones y la creciente mano de obra en los Bloques.<sup>2145</sup>

1065. Basándose en las declaraciones del Dr. Egan, Burlington alega que su obligación se limitaba a mantener las vías de acceso a las plataformas y que Ecuador no ha ofrecido prueba alguna sobre la falta de mantenimiento de estas vías.<sup>2146</sup> Además, el Dr. Egan señala que el monto total invertido en mantenimiento de caminos en los Bloques durante el período comprendido entre los años 2006-2009 fue, en promedio, USD 649.595 por año. Si bien el Dr. Egan reconoce que “*es difícil interpretar las tendencias (la necesidad del mantenimiento de caminos puede verse afectada, por ejemplo, por derrumbes causados por el clima)*”, concluye que “*está claro que el Consorcio invirtió sustancialmente en el mantenimiento de caminos durante su periodo operativo*”.<sup>2147</sup> Burlington también observa que los gastos anuales en que supuestamente incurrió Petroamazonas cubren su gasto total en los 6 bloques que opera. Ajustada a dos bloques, dicha cifra es comparable a la del Consorcio.<sup>2148</sup>
1066. Burlington también niega que los vehículos que dejó el Consorcio hayan excedido su vida útil, y alega que por ende no era necesario comprar vehículos nuevos. Según Burlington, la compra de cuatro vehículos nuevos por parte de Ecuador corresponde a una actualización en vista de la creciente mano de obra de Petroamazonas.<sup>2149</sup>

### 2.6.5. Análisis

1067. Con respecto a la pretensión de Ecuador sobre nuevos vehículos, el Tribunal señala que, según “*la Agencia Nacional de Tránsito del Ecuador, un camión de doble cabina tiene una vida útil de 15 años, en tanto los vehículos más grandes como tractores y camiones tienen una vida útil de 32 años*”.<sup>2150</sup> El Tribunal también observa que Ecuador no ha aportado pruebas documentales que del soporte a la necesidad de reparar o reemplazar determinados vehículos. Dicho esto, los informes SGS identifican al menos dos vehículos (ambos Toyota Landcruisers), ya

---

<sup>2145</sup> CMCC, ¶ 634; Dúplica, ¶ 413.

<sup>2146</sup> Intertek IP1, ¶ 140.

<sup>2147</sup> *Id.*, ¶ 141.

<sup>2148</sup> Dúplica, ¶ 413.

<sup>2149</sup> CMCC, ¶ 634; Dúplica, ¶ 420.

<sup>2150</sup> Intertek IP2, ¶ 175.

sea en condiciones “muy malas”, o en condiciones “buenas” pero averiados.<sup>2151</sup> Dado que Ecuador reclama el costo de compra de cuatro vehículos similares (por un total de USD 98.187,16),<sup>2152</sup> y que Burlington no ha cuestionado dicho monto como tal, el Tribunal le concede a Ecuador la mitad de esta reclamación; a saber, USD 49.093,58.

1068. Con respecto a los caminos, Ecuador alega que el gasto efectuado por concepto de mantenimiento de caminos se debió a la falta de mantenimiento anterior por parte Burlington; ello, sin señalar prueba alguna en tal sentido. Tampoco se hace mención en el Informe SGS del supuesto mal estado de los caminos, y si bien la Auditoría Ambiental de 2008 alude a una falta de señalización, ésta difícilmente puede considerarse suficiente para soportar las reclamaciones de Ecuador.<sup>2153</sup> Por consiguiente, se desestima la reclamación en materia de gastos de mantenimiento por falta de prueba de que dichos gastos fueron causados por la negligencia de Burlington.

## 2.7. Otras reclamaciones

1069. Ecuador también solicita indemnización por otras reparaciones y la actualización de las instalaciones, y por la compra de equipos auxiliares, piezas de reposición y materiales a fin de adecuar las operaciones de los Bloques a los estándares de la industria. Estas obras incluyen el reacondicionamiento de pozos, la renovación de campos y una nueva torre de comunicaciones en Gacela CPF.
1070. Burlington sostiene que estas reclamaciones deben desestimarse, dado que mantuvo y devolvió la infraestructura de los Bloques en buenas condiciones y de acuerdo con los estándares de la industria. Para la Demandante, las obras de renovación de Ecuador, y todo incremento en el presupuesto de mantenimiento, son atribuibles a su expansión de los Bloques y al aumento resultante en los niveles de producción; no guardan relación con la operativa de los Bloques por parte de Burlington.
1071. El Tribunal considera que estas reclamaciones no han sido suficientemente particularizadas o probadas -en algunos casos ni siquiera alegadas- por la

---

<sup>2151</sup> Société Générale de Surveillance, Informe de Inventario, 2009, Línea 247, Depreciable B-7, (**Anexo E-CC-217**); Société Générale de Surveillance, Informe de Inventario, 2010, Línea 1628, Perpetuo B-7, (**Anexo CE-CC-240**).

<sup>2152</sup> Otros gastos de reacondicionamiento de los Bloques, versión modificada (**Anexo E-301**).

<sup>2153</sup> Auditoría Ambiental del Bloque 7, noviembre de 2008 (**Anexo CE-CC-182**).

Demandada. A manera de ejemplo, Ecuador reclama USD 122.540,77 para construir una nueva torre de comunicaciones en Gacela CPF. Sin embargo, no existe referencia alguna a este ítem en los escritos de la Demandada. Las únicas menciones a esta torre que el Tribunal logró identificar se encuentran en el Anexo E-301 y la diapositiva 137 del Alegato de Apertura de Ecuador sobre Reconvenciones. Sin embargo, éstas no proporcionan explicación alguna de la reclamación, ni ninguna indicación de que la construcción de la torre era necesaria debido a la conducta del Consorcio. Esto no es más que un ejemplo para ilustrar que estas reclamaciones se encuentran insuficientemente establecidas.

1072. Además, como fue indicado *supra*, el Tribunal resolvió que, en general, la infraestructura en los Bloques estaba en buenas condiciones, y que los planes de expansión y aumentos en la producción de la Demandada exigirían (y, en ciertos casos, resultaron ser la causa de) mejoras a los equipos e instalaciones actuales.

1073. Por todos estos motivos, se desestiman todas estas reclamaciones adicionales.

### **3. Conclusión**

1074. Por los motivos expuestos *supra*, el Tribunal decide otorgar un total de USD **2.577.119,77** en relación con las reconvenciones de Ecuador en materia de infraestructura, desglosado de la siguiente manera:

- i. USD 503.572,76 por los tanques Gacela T-104 y Payamino T-102, así como por reparaciones menores a tuberías;
- ii. USD 1.462.553,43 por reparaciones relacionadas con líneas de flujo y oleoductos;
- iii. USD 561.900,00 por los motores del Bloque 7; y
- iv. USD 49.093,58 por nuevos vehículos.

### **D. CONCLUSIÓN SOBRE RECONVENCIONES**

1075. En conclusión, el Tribunal decide otorgar un total de **USD 41.776.492,77** en relación con las reconvenciones de Ecuador, lo que incluye:

- i. USD 39.199.373 por las reconvenciones ambientales (véase párrafo 889 *supra*); y

- ii. USD 2.577.119,77 por las reconversiones relacionadas con la infraestructura (véase párrafo 1074 *supra*).

1076. En este contexto, el Tribunal observa la petición de Burlington planteada en su Escrito Post-Audiencia por la que solicita una declaración en el sentido de que “más allá de las excedencias evaluadas por el Tribunal, Burlington no es responsable por ningún otro daño ambiental en los Bloques 7 y 21”.<sup>2154</sup> La declaración solicitada está en línea con el acuerdo del 26 de mayo de 2011 mediante el cual las Partes sometieron las reconversiones a este Tribunal.

1077. Mientras la Cláusula 9 de dicho acuerdo registra que el presente arbitraje es “*el foro apropiado para la resolución final de las Reconversiones que surjan de las inversiones hechas por Burlington Resources y sus afiliadas en los Bloques 7 y 21, de manera de asegurar la mayor economía y consistencia judicial*”, la Cláusula 1(b) extiende la fuerza vinculante y efecto de cosa juzgada de la presente decisión como sigue:

*“La decisión del Tribunal Arbitral constituido en el Arbitraje sobre las Reconversiones será final y vinculante para las Partes y tendrá pleno efecto de **cosa juzgada** en relación con: (i) Burlington Resources y Ecuador (incluyendo sus emanaciones, agencias, organismos, subdivisiones y compañías controladas incluyendo, sin limitación, Petroecuador); y (ii) todas las afiliadas de Burlington Resources, Burlington Oriente y Burlington Resources International, incluyendo ConocoPhillips y todas sus subsidiarias y afiliadas (conjuntamente, el **Grupo ConocoPhillips**) como si dichas reclamaciones hubiesen sido traídas y resueltas en su contra”*.<sup>2155</sup>

1078. La Cláusula 1(c) luego contempla una renuncia por parte de Ecuador de acciones futuras, en los términos siguientes:

*“Ecuador (incluyendo sus emanaciones, agencias, organismos, subdivisiones y compañías controladas incluyendo, sin limitación, Petroecuador) renuncia formalmente a su derecho a plantear las Reconversiones, incluyendo, pero sin limitación a cualquier reclamación basada en presunta responsabilidad ambiental que pudiere surgir de los Bloques 7 y 21 (incluyendo en virtud del PC para el Bloque 7 y el PC para el Bloque 21) en contra de Burlington Resources, Burlington Oriente y cualquier otra compañía en el Grupo ConocoPhillips, ante cualquier jurisdicción*

<sup>2154</sup> C-EPA, ¶ 277(c). Los escritos anteriores de Burlington no contienen una solicitud semejante. En su Dúplica solicita una indemnificación respecto de demandas de terceros, una solicitud que no fue repetida y que es distinta de la que se discute aquí. Véase: Dúplica, ¶ 426(b).

<sup>2155</sup> Acuerdo entre Burlington, Burlington Resources Oriente Limited y Burlington Resources International y Ecuador, 26 de mayo de 2011 (**Anexo E-251**) (énfasis en el original).

*ya sea arbitral o judicial, nacional o internacional con excepción del presente Arbitraje*".<sup>2156</sup>

1079. En vista de esta renuncia, el Tribunal considera que no es necesario un pronunciamiento. Sin embargo, el Tribunal toma nota formal del acuerdo del 26 de mayo de 2011, especialmente de la renuncia contenida en él, como se registra *supra*.
1080. Como cuestión final, el Tribunal debe abordar el tema de la doble recuperación. Como se menciona en el párrafo 70 *supra*, Burlington ha llamado la atención del Tribunal respecto del potencial riesgo de doble recuperación en relación con las reconvenções de la Demandada, ya que Ecuador "*realizó una reclamación integral por el presunto daño ambiental en cada uno de los casos Burlington y Perenco*".<sup>2157</sup> Burlington solicita que el Tribunal analice las "*consecuencias posiblemente perniciosas*" derivadas de ese riesgo de modo que "*si la parte dispositiva de cualquiera de los laudos sobre reconvenções dispusiera cualquier compensación, se impidiera que Ecuador ejecute el segundo laudo en la medida en que ya haya sido compensado por el primero*".<sup>2158</sup>
1081. El Tribunal observa que no existe controversia alguna entre las Partes en lo que se refiere al tema de la doble recuperación. Más específicamente, primero, no hay ninguna duda que Ecuador reclama compensación por los mismos daños en el presente procedimiento y en el procedimiento paralelo en *Perenco*. Para Burlington, Ecuador "*procura obtener dos veces un 100% de recupero de precisamente los mismos presuntos daños, por precisamente el mismo presunto perjuicio, sobre precisamente los mismos fundamentos de derecho y de hecho*".<sup>2159</sup> Ecuador, por su parte, no niega que procure obtener compensación por el mismo perjuicio en ambos casos, aunque distingue los dos arbitrajes de diversas maneras, afirmando por ejemplo que los argumentos o las pruebas en ambos casos no "*son exactamente iguales*".<sup>2160</sup> De hecho, Ecuador invoca la responsabilidad solidaria de los socios del

---

<sup>2156</sup> *Ibid.*

<sup>2157</sup> Carta de Burlington al Tribunal del 18 de septiembre de 2015, pág. 2.

<sup>2158</sup> *Ibid.*; CMCC, ¶ 643.

<sup>2159</sup> CMCC, ¶ 643. Véase, asimismo: Tr. (Día 1) (ESP), 158:7-15 (Alegato de apertura, Blackaby).

<sup>2160</sup> Véase, por ejemplo: Tr. (Día 7) (ESP), 2443:2-10 (Tribunal, Silva Romero).

Consortio para justificar su reclamación contra Burlington, aunque sólo Perenco operaba los Bloques.<sup>2161</sup>

1082. Segundo, no se controvierte asimismo en que reclamar compensación por el mismo daño en el marco de procedimientos paralelos genera un riesgo de doble recuperación.<sup>2162</sup> En este contexto, Ecuador afirma que cualquier tribunal que dicte el último laudo sobre las reconveniones de Ecuador puede tratar fácilmente este riesgo y, por lo tanto, el temor de “consecuencias perniciosas” de Burlington está fuera de contexto:<sup>2163</sup>

*“Ecuador [...] agrega que sus reconveniones no redundarán en ‘consecuencias perniciosas’. Si la Demandante alude a la cuestión de la doble recuperación, su prohibición se aplica exclusivamente cuando una parte ya ha sido indemnizada por un tercero. Además, la Demandante no puede simular ignorar que cualquier segundo laudo en el marco de los presentes casos contra los miembros del Consortio ‘podría elaborarse de manera tal de evitar la doble recuperación. El derecho internacional, la legislación ecuatoriana y las decisiones internacionales ofrecen numerosos mecanismos para evitar la doble recuperación, incluyendo el tener en cuenta la reparación monetaria otorgada por cualquier laudo anterior’.”*<sup>2164</sup>

1083. Tercero, las Partes coinciden en que un acreedor sólo puede ser compensado una única vez por un daño dado, y con razón, ya que una serie de tribunales de arbitraje han reconocido que la “la prohibición de doble compensación por la misma pérdida es un principio bien establecido”.<sup>2165</sup>
1084. Cuarto, el Tribunal toma nota de que, con anterioridad al término de la audiencia sobre reconveniones, los abogados en representación de Ecuador afirmaron

---

<sup>2161</sup> Por ejemplo, Ecuador afirmó que: “De conformidad con la legislación ecuatoriana, todos los autores de un delito extracontractual (tal como un daño ambiental) son solidariamente responsables respecto de su víctima. En consecuencia, Ecuador tiene derecho a reclamar el monto total de los daños a Burlington o Perenco o a cualquier otro autor del daño ambiental ocasionado, incluidos CEPE y Petroproducción, que son entidades distintas del estado ecuatoriano”. Réplica, ¶ 8. Véase, asimismo: R-EPA, ¶ 603.

<sup>2162</sup> Carta de fecha 18 de septiembre de 2015 de Burlington al Tribunal, pág. 2.

<sup>2163</sup> Réplica, ¶ 545.

<sup>2164</sup> Énfasis en el original y citas omitidas. Réplica, ¶ 547.

<sup>2165</sup> *Venezuela Holdings B.V. y otros c. República Bolivariana de Venezuela*, Caso CIADI N.º ARB/07/27, Laudo del 9 de octubre de 2014, ¶ 378. Véanse, asimismo: *Pan American Energy LLC y BP Argentina Exploration Company c. La República Argentina*, Caso CIADI N.º ARB/03/13 y *BP America Production Company y otros c. La República Argentina*, Caso CIADI N.º ARB/04/8, Decisión sobre Objeciones Preliminares del 27 de julio de 2006, ¶ 219; entre otros: *Bayindir Insaat Turzim Ticaret Ve Sanayi A.Ş. c. República Islámica de Paquistán*, Caso CIADI N.º ARB/03/29, Decisión sobre Jurisdicción del 14 de noviembre de 2005, ¶ 270; *Daimler Financial Services AG c. La República Argentina*, Caso CIADI N.º ARB/05/1, Laudo del 22 de agosto de 2012, ¶ 155.

claramente que Ecuador no procura obtener doble recuperación en sus reclamaciones en contra de los miembros del Consorcio:

“El segundo comentario que tengo es que se me ha pedido que realice el siguiente comentario. No queremos que el Tribunal de Burlington tenga preocupación alguno (sic) en lo que hace a la recuperación doble. Esto no es lo que está buscando Ecuador”.<sup>2166</sup>

1085. El Tribunal toma debida nota de las declaraciones de Ecuador, que están en consonancia con el principio general que prohíbe la doble recuperación.
1086. A la fecha de la presente Decisión, el tribunal de *Perenco* no ha emitido aun decisión alguna sobre las reconvenções ante sí. Por lo tanto, el presente Tribunal carece de la información o del fundamento necesarios para adoptar medidas específicas – para *dar forma a su decisión*, tomando prestada la frase de Ecuador – a fin de evitar la doble recuperación, una tarea que deberá delegar en el tribunal de *Perenco* en tanto es quien está decidiendo en segundo lugar. Dicho esto, este Tribunal afirma sin embargo que, como una cuestión de principio, la presente Decisión no puede servir y no puede utilizarse para compensar a Ecuador dos veces por el mismo daño.

## VI. INTERESES

### A. Posición de las Partes

1087. En su Escrito Post-Audiencia citado en el párrafo 53 *supra*, Ecuador reclama intereses sobre todas las sumas otorgadas a una “*tasa de interés comercial adecuada*” desde la fecha del Laudo. Adicionalmente, sobre las sumas otorgadas sobre la base de las reconvenções de infraestructura, también solicita intereses previos al Laudo, que se devenguen desde la “fecha del desembolso” de los montos por los cuales se otorgue compensación. Mientras que en sus escritos anteriores sobre las reconvenções, la Demandada solicitó intereses compuestos,<sup>2167</sup> sus petitorios en su Escrito Post-Audiencia no contienen una indicación de si se solicitan intereses simples o compuestos. Tampoco proporciona Ecuador ningún argumento sobre su derecho a intereses en relación con las reconvenções o su cálculo, a diferencia de lo que hace en el contexto de las reclamaciones de Burlington. Dicho esto, en sus escritos sobre las reclamaciones de Burlington,

---

<sup>2166</sup> Tr. (Día 7) (ESP), 2444:1-5 (Tribunal, Silva Romero).

<sup>2167</sup> Memorial sobre Responsabilidad, ¶ 813; SMCC, ¶¶ 339 y 341; 2º SMCC, ¶¶ 425 y 427; Réplica, ¶¶ 541 y 543.

Ecuador ha aclarado que solicita intereses simples tanto para las reclamaciones como para las reconvenciones.<sup>2168</sup>

1088. Burlington se opone al fondo de las reclamaciones de Ecuador, pero no objeta la solicitud de intereses como tal. Para sí misma, reclama intereses sobre las costas y gastos incurridos en el contexto de las reconvenciones a una tasa del 4 por ciento anual, capitalizados anualmente, o cualquier otra tasa o período de capitalización que el Tribunal considere “*justo y apropiado*”.<sup>2169</sup>
1089. El Tribunal observa asimismo que, en su escrito de costas, Ecuador pidió intereses simples a una tasa comercial adecuada, señalando que ello equivalía a una “tasa comercial razonable” y específicamente a LIBOR más dos por ciento.<sup>2170</sup> Burlington pidió intereses sobre costas en los mismos términos indicados en el párrafo precedente.

## **B. Análisis**

1090. Las Partes coinciden en que los montos debidos y pagados con retraso deben devengar intereses. Tampoco hay controversia respecto de que los intereses deben devengarse a una tasa comercial razonable. Por las razones expuestas en el Laudo y porque esta solución se encuentra en línea con las solicitudes de ambas Partes, el Tribunal establece dicha tasa en LIBOR para préstamos a tres meses más dos por ciento.<sup>2171</sup>
1091. Tampoco se controvierte que los intereses deban correr desde la fecha de esta Decisión. Como una excepción, en relación con las reconvenciones sobre infraestructura, Ecuador solicita intereses desde la “*fecha del desembolso*” de los montos gastados para remediar las malas condiciones de la infraestructura. Burlington no parece haber expresado una posición respecto de esta reclamación por intereses previos al laudo. Dicho esto, Ecuador no ha indicado cuáles son las “*fechas de desembolso*” relevantes que se pide al Tribunal que tome en consideración. En consecuencia, el Tribunal no puede sino considerar que esas fechas no se encuentran establecidas con suficiencia y, por lo tanto, fija el *dies a quo* del interés en la fecha de esta Decisión.

---

<sup>2168</sup> Petición de Reconsideración y Memorial de COntestación sobre Cuantificación, ¶ 563.

<sup>2169</sup> C-EPA, ¶ 277, citado en el párrafo 56 *supra*.

<sup>2170</sup> R-Escrito sobre Costas, ¶¶ 8, 13, 15 y 29.

<sup>2171</sup> Véase: Sección VII.D (5.3.3) del Laudo.

1092. Queda la cuestión de si los intereses deben ser simples o compuestos. Si bien Ecuador ha solicitado intereses simples en el contexto de las reclamaciones de Burlington, en sus presentaciones sobre las reconvenções primero ha solicitado intereses compuestos, y luego ha permanecido en silencio (salvo respecto de las cotas, lo que será abordado en el Laudo).
1093. En sus presentaciones en relación con las reclamaciones de Burlington, Ecuador ha alegado que el derecho ecuatoriano prohíbe los intereses compuestos,<sup>2172</sup> y ha aclarado que, de acuerdo con el derecho ecuatoriano, está limitando su reclamación de intereses por los montos reclamados mediante las reconvenções a intereses simples.<sup>2173</sup> El Tribunal ha rechazado este argumento respecto de los intereses que se devenguen sobre las reclamaciones porque éstas están sujetas al derecho internacional.<sup>2174</sup> Sin embargo, las reconvenções de Ecuador se rigen por el derecho ecuatoriano. Burlington se opone a la aplicación del derecho ecuatoriano a los intereses que se otorguen sobre sus reclamaciones, pero no se pronuncia respecto de la ley aplicable a los intereses sobre las reconvenções.<sup>2175</sup>
1094. El Tribunal observa que, como regla general, el derecho ecuatoriano prohíbe la capitalización de intereses. De acuerdo con el Artículo 2113 del Código Civil ecuatoriano, “[s]e prohíbe estipular intereses de intereses”.<sup>2176</sup> Dicho esto, el Código de Comercio ecuatoriano excepcionalmente parece permitir la capitalización de intereses en ciertos casos, según se expresa a continuación:

“No se deben réditos de réditos devengados en los préstamos mercantiles ni en otra especie de deuda comercial, sino desde que, liquidados éstos, se incluyan en un nuevo contrato, como aumento de capital, o desde que, de común acuerdo, o bien por declaración judicial, se fije el saldo de cuentas, incluyendo en el los réditos devengados hasta entonces, lo cual no podrá tener lugar sino cuando las obligaciones de que procedan estén vencidas y sean exigibles de contado”.<sup>2177</sup>

---

<sup>2172</sup> Petición sobre Reconsideración y Memorial de Contestación sobre Cuantificación, ¶ 562, citando: Artículo 8 de la Constitución, Artículos 1575 y 2113 del Código Civil ecuatoriano, y Artículo 561 del Código de Comercio ecuatoriano.

<sup>2173</sup> Petición sobre Reconsideración y Memorial de Contestación sobre Cuantificación, ¶ 563.

<sup>2174</sup> Véase: Sección VII.D (5.3.3) del Laudo.

<sup>2175</sup> Burlington se pronuncia sobre si el derecho ecuatoriano prohíbe la capitalización de intereses, alegando que “[a]un si fuera cierto (lo que es al menos cuestionable dados los alegatos anteriores de Ecuador), el tratamiento de los intereses en el derecho ecuatoriano es irrelevante” en el contexto de las reclamaciones de Burlington bajo el derecho internacional. Véase: Réplica sobre Cuantificación, ¶ 224.

<sup>2176</sup> Artículo 2113 del Código Civil Ecuatoriano ([Anexo EL-182](#)).

<sup>2177</sup> Artículo 561 del Código Civil ecuatoriano ([Anexo EL-296](#)).

1095. En opinión del Tribunal, no es lo suficientemente claro si los intereses que se otorgarán en esta Decisión entran en la excepción contemplada en el Artículo 561 del Código de Comercio ecuatoriano. Por lo tanto, el Tribunal defiere a la interpretación que Ecuador hace de su propia ley, según la cual los intereses compuestos están prohibidos, y a su petitorio, que solicita intereses simples. En consecuencia, el Tribunal otorgará intereses simples sobre las reconveniones de Ecuador.
1096. Por último, el Tribunal hace presente que tratará los intereses solicitados con las reclamaciones de costas en el contexto de su revisión de las costas en el Laudo.
1097. Para concluir, el Tribunal considera justo y apropiado otorgar intereses simples a la tasa LIBOR para tres meses más dos por ciento, desde la fecha de la presente Decisión hasta su pago íntegro.

## **VII. COSTAS**

1098. El Tribunal abordará las costas de este arbitraje en una sola decisión incluyendo intereses sobre costas, la que se incluirá en el Laudo.

## **VIII. PARTE DISPOSITIVA**

1099. Sobre la base de las razones expuestas *supra*, el Tribunal Arbitral:

### **A. Declara**

1. Que Burlington es responsable ante Ecuador por los costos de restauración del ambiente en áreas dentro de los Bloques 7 y 21 en el monto especificado en el párrafo B(1) *infra*;
2. Que Burlington es responsable ante Ecuador por los costos requeridos para remediar la infraestructura en los Bloques 7 y 21 en el monto especificado en el párrafo B(2) *infra*;

### **B. Ordena**

1. A Burlington a pagar una compensación por daños y perjuicios a Ecuador en un monto de USD 39.199.373;
2. A Burlington a pagar a Ecuador USD 2.577.119,77;

3. Que los montos otorgados en los subpárrafos (1) y (2) devengarán intereses simples a LIBOR para préstamos a tres meses más dos por ciento, desde la fecha de esta Decisión hasta su pago íntegro;
- C. Reserva su decisión sobre costas para una determinación posterior;
  - D. Rechaza todas las demás pretensiones en relación con las reconvenciones.

[firmado]

---

Sr. Stephen Drymer  
Árbitro

[firmado]

---

Prof. Brigitte Stern  
Árbitro

[firmado]

---

Prof. Gabrielle Kaufmann-Kohler  
Presidenta del Tribunal