

VALORACIÓN DE DAÑOS AMBIENTALES

**Texpet-Ecuador
Área de Concesión**

Septiembre de 2010

DOUGLAS C. ALLEN, P.A.
Gestionando el riesgo. Promoviendo negocios.

September 11, 2010

Joseph C. Allen

TABLA DE CONTENIDOS

1.0 INTRODUCCIÓN.....	1
1.1 ALCANCE DEL COMPROMISO.....	2
1.2 MARCO PARA LA ESTIMACIÓN.....	2
1.3 FUENTES DE INFORMACIÓN CONSULTADAS.....	3
1.4 LIMITACIONES E INCERTIDUMBRES DE LA EVALUACIÓN.....	4
1.5 ORGANIZACIÓN DE INFORMES.....	4
2.0 RESUMEN DEL EMPLAZAMIENTO.....	5
2.1 CONFIGURACIÓN DEL EMPLAZAMIENTO.....	5
2.2 CRONOLOGÍA DEL EMPLAZAMIENTO.....	7
2.3 NATURALEZA Y EXTENSIÓN DE LA CONTAMINACIÓN.....	9
3.0 RECUPERACIÓN DEL SUELO.....	13
3.1 SUPUESTOS DE VALORACIÓN Y ANÁLISIS.....	13
3.2 RESULTADOS DE LA ESTIMACIÓN DE COSTOS.....	16
4.0 REMEDIACIÓN DE AGUAS SUBTERRÁNEAS.....	17
4.1 ANÁLISIS Y PRESUPUESTOS DE VALORACIÓN.....	17
4.2 RESULTADOS DE LA ESTIMACIÓN DE COSTOS.....	19
5.0 REMEDIACIÓN DE SEDIMENTOS.....	20
5.1 ANÁLISIS Y SUPUESTOS DE VALORACIÓN.....	20
5.2 RESULTADOS DE LA ESTIMACIÓN DE COSTOS.....	20
6.0 RESUMEN.....	21
7.0 BIBLIOGRAFÍA.....	22

LISTADO DE FIGURAS

Figura 1	Ubicación del área de concesión de Texpet-Petroecuador
Figura 2	Ubicación de los campos de producción de petróleo de Texpet - Petroecuador
Figura 3	Estación de producción de Shushufindi Sur
Figura 4	Emplazamientos de los pozos petrolíferos en torno a la estación de producción en Shushufindi Norte
Figura 5	Modelo conceptual de remediación de los pozos y de las estaciones de producción
Figura 6	Concentraciones edáficas de hidrocarburos totales de petróleo (HTP) con relación a la profundidad
Figura 7	Líquidos totales generados en 22 estaciones de producción y nivel de contaminación asignado
Figura 8	Asignación de magnitud relativa de contaminación de aguas subterráneas en las estaciones de producción
Figura 9	Corte transversal de la zanja del interceptor de LNAPL

LISTADO DE TABLAS

Tabla A-1	Supuestos en los costos estimados, bajo y alto para la remediación de los suelos
Tabla A-2	Cantidades de suelo que requieren remediación; de rango bajo; según la estimación
Tabla A-3	Cantidades de suelo que requieren remediación; de rango alto; según la estimación
Tabla A-4	Estudios preliminares de las tecnologías para la remediación de suelos
Tabla A-5	Cálculos de costo unitario para la remediación de suelos usando desorción térmica y recuperación superficial
Tabla A-6	Cálculos de costo unitario para la remediación de suelos usando compostaje
Tabla A-7	Costos estimados para la remediación de suelos, de rango bajo
Tabla A-8	Costos estimados para la remediación de suelos, de rango alto
Tabla B-1	Cálculos de costo unitario para la recuperación del producto

Tabla B-2	Cantidades estimadas para la remediación de aguas superficiales, de rango bajo, en relación a la contención y recuperación del producto
Tabla B-3	Costos estimados para remediación de aguas superficiales, de rango bajo, en relación a la contención y recuperación del producto y al MNA
Tabla B-4	Resumen de los costos estimados para la remediación de aguas superficiales, de rango alto
Tabla B-5	Resumen de los costos estimados por estación para la remediación de aguas superficiales, de rango bajo
Tabla B-6	Cálculos del costo unitario para la extracción y tratamiento de las aguas superficiales
Tabla B-7	Costos estimados para la remediación de las aguas superficiales, de rango alto, el bombeo y tratamiento
Tabla B-8	Resumen de costos estimados para la remediación de las aguas superficiales, de rango alto, en relación a la recuperación del producto
Tabla B-9	Resumen de costos estimados para la remediación de las aguas superficiales, de rango alto, en relación al bombeo, tratamiento recuperación del producto
Tabla B-10	Resumen de costos estimados por estación para la remediación de las aguas superficiales, de rango alto, en relación al bombeo, tratamiento recuperación del producto

LISTA DE APÉNDICES

Apéndice A	Detalles de costos para la remediación de los suelos en los pozos y las estaciones de producción (pozos y bocas de pozos)
Apéndice B	Detalles de costos para la remediación de aguas superficiales en los pozos y las estaciones de producción

1.0 INTRODUCCIÓN

Desde 1964 hasta junio de 1990, Texaco Petroleum Company (Texpet) ha realizado operaciones de exploración y producción petrolíferas, dentro un área conocida como el área de concesión que está localizada en el Distrito Oriente, en el Este de Ecuador. Por medio de una serie de acuerdos, Texpet llevó a cabo sus operaciones como parte de un consorcio que comenzó con la Gulf Oil en 1964. En 1974, se unió al consorcio la Corporación Estatal Petrolera Ecuatoriana (CEPE), denominada ahora Petroecuador. A lo largo de todo este tiempo, Texpet se desempeñó como el operador del campo petrolífero del consorcio.

En 1993, un grupo de demandantes ecuatorianos, presentaron una demanda colectiva en contra de Texaco en el Tribunal de Distrito de los EE. UU., en el Distrito Sur de Nueva York (*Maria Aguinda, et. al. v. Texaco, Inc.*). En el litigio *Aguinda*, los demandantes, un grupo de personas, que residían en la región Oriente de Ecuador, solicitaban el reembolso por lesiones personales y daños a la propiedad de parte de Texaco (SDNY, 2010). El caso *Aguinda* fue desestimado por el Tribunal en mayo de 2001. Sin embargo, en mayo de 2003, un grupo de ecuatorianos que iniciaron reclamos iguales o similares, presentaron la demanda de *Lago Agrio* contra Chevron en el Tribunal Superior de Nueva Loja en Ecuador. En el caso *Lago Agrio*, los demandantes presentaron reclamos contra Chevron por gastos de remediación ambiental (SDNY, 2010).

En marzo de 2007, el presidente del Tribunal de Nueva Loja designó al Ingeniero Richard Stalin Cabrera Vega (Cabrera) como el perito que proporcionaría asistencia técnica al Tribunal Superior en el caso *Maria Aguinda et al* (caso n.º 002-2003). En marzo de 2008, Cabrera elaboró como informe pericial donde se documentaba su estudio acerca del daño medioambiental ocurrido en el área de concesión y sus costos estimados para la remediación y restauración del suelo, aguas superficiales y sedimentos del ecosistema. El total estimado por Cabrera para la remediación de los daños ambientales de acuerdo con su informe de marzo de 2008 fue de 2.400 millones de dólares (Cabrera, 3/2008).¹ En noviembre de 2008, emitió un informe revisado en el cual incrementaba su estimación para la remediación de los daños ambientales a 7.700 millones de dólares (Cabrera, 11/2008).²

El 2 de agosto de 2010, el Tribunal de Nueva Loja emitió una orden instruyendo a las partes litigantes a que presenten evaluaciones de daños de forma independiente en un plazo de seis semanas. La orden solicitaba a las partes que "evaluaran el 'costo económico' de los daños medioambientales documentados en más de 100 informes periciales y en las decenas de miles de resultados de las muestras químicas, que están ahora ante el tribunal" (Energy & Ecology Business, 2010).

¹ Los costos estimados por Cabrera en su informe de marzo del 2008, correspondían a la remediación de los suelos contaminados en las plataformas de los pozos petrolíferos y las estaciones de producción hasta un nivel de limpieza de hidrocarburos petrolíferos totales (petroleum hydrocarbons, TPH) de 1.000 ppm, además de una compensación por la pérdida del ecosistema.

² Los costos estimados por Cabrera en su informe revisado de noviembre de 2008 correspondían a la remediación de los suelos contaminados en las plataformas de los pozos petrolíferos y las estaciones de producción hasta un nivel de limpieza de TPH de 100 ppm, además de la remediación de las aguas superficiales y de una compensación por la pérdida del ecosistema.

1.1 ALCANCE DEL COMPROMISO

DOUGLAS C. ALLEN, P.A. (DCA), fue contratado por parte de los abogados demandantes en el litigio Aguinda para ayudar en el diseño de una evaluación y estimación independiente de los costos potenciales de la remediación de los daños ambientales dentro el área de concesión en la región Oriente de Ecuador.

La labor de DCA estaba limitada a la evolución de los costos para la remediación de los suelos y aguas superficiales contaminados en los pozos y estaciones de producción, y los sedimentos en los cursos de agua (por ej. ríos, arroyos, pantanos, etc.) asociados a las operaciones de exploración y producción petrolífera que el consorcio Texpet-Petroecuador llevaba a cabo, dentro del área de concesión.

1.2 MARCO PARA LA ESTIMACIÓN

DCA usa un marco racional y objetivo a fin de desarrollar una estimación creíble y conservadora. Este marco integra tres componentes: (1) Las normativas ecuatorianas actuales en cuanto a medios naturales contaminados, (2) la legislación medioambiental de los EE. UU. y la orientación programática para la investigación y remediación de los emplazamientos contaminados conforme a la Ley de Recuperación Ambiental Integral, Compensaciones y Responsabilidad (Comprehensive Environmental Reclamation, Compensation and Liability Act, CERCLA) también conocida como "Superfund", y (3) la norma de orientación para la estimación de los costos y pasivos ambientales desarrollada por la Sociedad Americana de Pruebas y Materiales (American Society for Testing and Materials, ASTM). Cada uno de estos componentes del marco son discutidos en los párrafos a continuación.

Las normativas sobre la calidad ambiental de Ecuador. Las leyes y normativas ambientales de Ecuador se han discutido en detalle anteriormente (Cabrera, 3/2008, Apéndice D; Fugro-McCelland, 1992; HBT Agra, 1993).

El enfoque primario de esta evaluación eran las normativas ecuatorianas para la protección de los suelos y el agua frente a la contaminación por hidrocarburos de petróleo asociados con el crudo. Y, aunque los datos de las muestras obtenidas en el área de concesión demostraron la presencia de numerosos contaminantes asociados con el crudo (incluyendo metales, benceno-tolueno-xileno [benzene-toluene-xylenes, BTEX] e hidrocarburos poliaromáticos [polyaromatic hydrocarbons, PAHs]), hasta la fecha los niveles de limpieza deseados para los suelos y aguas superficiales se enfocan en que los hidrocarburos petrolíferos totales (THP) son el principal contaminante de preocupación (contaminant of concern, COC).

Normativa ecuatoriana sobre la calidad del suelo en relación al THP, según lo establecido en el decreto n.º 1215, anexo 2, tabla 6. El decreto n.º 1215 permite hasta tres concentraciones de THP en el suelo: 1.000 ppm para la protección de los ecosistemas sensibles, 2.500 ppm para suelos agrícolas y 4.000 ppm para los suelos industriales. El área de concesión está localizada en la selva tropical amazónica y debe considerarse como un ecosistema sensible (Cabrera, 3/2008, pp. 11 a 13, anexo D). A los fines de esta evaluación, la DCA asume un nivel de limpieza del THP de 1000 ppm para desarrollar la estimación del daño ambiental.

Se ha sugerido que un nivel de limpieza del THP de 100 ppm redundará en una mayor protección de la salud humana y del ambiente (Cabrera, 11/2008, pp. 16). Se podrá encontrar apoyo para un nivel de 100 ppm en dos sitios. Primero, el proyecto de Petroecuador para la remediación de los pozos de la región amazónica (Petroecuador's Project for the Remediation of Pits in the Amazon Region, PEPDA) establece un nivel de 100 ppm cuando la limpieza de la contaminación de los suelos por THP alcance el 100% de

calidad ambiental (Cabrera, 3/2008, p. 13; Cabrera, 11/2008, p. 16). Segundo, aunque muchos de los estados de EE. UU. están avanzando hacia normas de limpieza para químicos específicos en función del riesgo, sólo unos pocos estados han establecido normas de limpieza para el THP en suelo en niveles de 100 ppm (o menos).³ Para los fines de esta evaluación, DCA asume que 100 ppm es una alternativa posible para un nivel de limpieza del THP.

La normativa ecuatoriana sobre la calidad del agua en relación al THP se incluye en el decreto n.º 1215, anexo 3, tabla 5, el cual establece una norma de 0,325 mg/l de THP en agua (Cabrera, 3/2008, p. 12; anexo D). Para los fines de esta evaluación, DCA evaluó la remediación de aguas superficiales necesaria para alcanzar un nivel de 0,325 mg/l.

Programa CERCLA “Superfund” de los EE. UU. Si bien las leyes y políticas ambientales ecuatorianas pueden no incorporar un equivalente al programa “Superfund” de los EE. UU., sigue siendo instructivo y útil considerar la orientación relativa al programa y la base de conocimiento de información y datos que ha sido desarrollada para el programa Superfund para cualquier evaluación de daño ambiental. Para esta evaluación, DCA se basó en la riqueza de información y datos del Superfund en cuanto a tecnologías de remediación y utilizó el marco de evaluación de criterios y factores en relación a la efectividad total, habilidad de implementación y los costos de remediación de suelos, aguas superficiales y sedimentos contaminados dentro del área de concesión.

ASTM 2137-06. La elección de un método apropiado para la estimación de costos depende de varios factores, incluyendo la calidad y la cantidad (por ej. el valor) de la información disponible o que se puede conseguir, el uso previsto de la estimación, y el criterio del evaluador basado en su conocimiento y experiencia. DCA considera que el valor de la información revisada es un determinante principal para la elección de un método de estimación apropiado. Para los fines de esta evaluación, DCA desarrolló su estimación de costos para remediación, en un rango de valores que incluyen desde el costo bajo hasta el costo alto, basado en suposiciones razonables. Este método de estimación de costos es uno de los cinco descritos en el ASTM E 2137-06, *Guía estándar para la estimación de los costos y pasivos monetarios en relación con asuntos ambientales (Standard Guide for Estimating Monetary Costs and Liabilities for Environmental Matters)*, para la estimación de costos y pasivos ambientales.⁴ El método de rango de valores se utiliza mejor cuando no hay suficiente información para usar otros métodos de estimación más fiables y/o cuando no se pueden calcular con precisión las probabilidades para varios escenarios.

1.3 FUENTES DE INFORMACIÓN CONSULTADAS

La información y los datos primarios usados por DCA para esta evaluación se obtuvieron de los abogados demandantes e incluyen: (1) informes y anexos asociados del experto Richard Cabrera, (2) informes técnicos citados en los informes Cabrera, y (3) otra información y datos enviados al Tribunal para el

³La tabla 5 del anexo D de Cabrera (Una revisión a las normas de calidad medioambientales de Ecuador) proporciona una lista de 13 estados en los EE. UU., de los cuales 6 establecieron normas de 100 ppm o menores. Esta lista se basa en un estudio realizado en el 2008 y refleja las reglamentaciones en vigencia desde el 2003, en cuanto a THP. Una revisión de esta lista por parte de la DCA demuestra que 3 de estos estados han migrado hacia normativas de limpieza en función del riesgo. DCA también descubrió que Washington posee una norma de limpieza menor a 100 ppm cuando se utiliza gasolina, y Dakota del Norte tiene una norma para limpieza de THP del suelo de 100 ppm.

⁴La ASTM E 2137-06, es la versión actual, la cual se aprobó el 1 de noviembre de 2006 y se publicó en diciembre de ese año. Los cinco métodos para la estimación de costos son: Precio propuesto, valor esperado, valor más probable, rango de valores y valor mínimo conocido. Las descripciones de los cinco métodos de estimación de costos se proporcionan en E 2137-06.

litigio Aguinda. Además, DCA obtuvo información y datos de fuentes en Internet incluyendo: artículos periodísticos, legislación y guías de la EPA CERCLA de los EE. UU., y de base de datos sobre tecnologías en remediación ambiental. Finalmente, DCA se basó en su propia experiencia y conocimiento en investigación y remediación de emplazamientos contaminados por petróleo. Se incluye una lista de los documentos usados por DCA, para esta evaluación en la **Sección 7** (Bibliografía).

1.4 LIMITACIONES E INCERTIDUMBRES DE LA EVALUACIÓN

El litigio Aguinda ha generado más de 100 informes periciales y decenas de miles de resultados de muestreo químico (Energy and Ecology Business, 2010). Las limitaciones de tiempo bajo las cuales esta evaluación fue preparada no permitió un análisis exhaustivo del voluminoso expediente de pruebas que se presentó el Tribunal. Los documentos que revisó y en los que se basó DCA representan un pequeño porcentaje de los documentos y anexos citados en los informes Cabrera y un porcentaje aún más pequeño de todos los documentos presentados al Tribunal durante el litigio. DCA basó su evaluación en la información disponible durante el período de contratación. Las suposiciones hechas por DCA y la estimación potencial de costos resultante, desarrollado para esta evaluación están sujetas a cambio como resultado de posteriores revisiones y análisis de la información y datos existentes, y/o por la generación de información y datos adicionales derivados de investigaciones futuras. Aunque las prácticas estándar para la estimación de costos y los datos sobre costo unitario se han usado en la medida de lo posible, los costos estimados de remediación desarrollados por DCA para esta evaluación, se deben ver solamente como estimaciones potenciales de un nivel conceptual. Finalmente, estos costos se basan en un enfoque genérico, cuando un plan final de acción de remediación (remedial action plan, RAP) ha sido diseñado y las actividades de remediación en toda el área de concesión hayan comenzado, los costos para la remediación de los suelos y las aguas superficiales dentro del área de concesión podrían variar significativamente entre los distintos emplazamientos.

1.5 ORGANIZACIÓN DE INFORMES

La evaluación de DCA se presenta en las secciones 2 a la 6. La sección 2 proporciona un resumen preciso del emplazamiento organizado en las siguientes subsecciones:

- Configuración del emplazamiento: proporciona una breve descripción física del emplazamiento y el nivel de desarrollo de los yacimientos petrolíferos en el área del emplazamiento.
- Cronología del emplazamiento: resume los aspectos más destacados de la historia operacional, investigativa y de remediación del emplazamiento, y la
- Naturaleza y extensión de la contaminación: resume las conclusiones generales en cuanto a las evaluaciones ambientales en el emplazamiento, las caracterizaciones y las investigaciones que se han llevado a cabo en el emplazamiento.

En las secciones 3 a la 5 se discute sobre la remediación del suelo, agua, y sedimentos, respectivamente, todo organizado en las siguientes subsecciones:

- Las suposiciones en cuanto a valuación y análisis: presenta las suposiciones y las evaluaciones de DCA para las acciones de remediación, así como los costos asociados a la limpieza del medio ambiente en el emplazamiento, y los,
- Resultados de la estimación de costos: se resumen aquí los costos estimados para el remediación.

La sección 6 presenta un resumen de la valuación de los daños ambientales.

2.0 RESUMEN DEL EMPLAZAMIENTO

2.1 CONFIGURACIÓN DEL EMPLAZAMIENTO

El área de concesión (el emplazamiento) está localizada al Este de la cadena montañosa de los Andes, dentro de la región amazónica, Distrito Oeste, en el Noreste de Ecuador (**Figura 1**). El emplazamiento abarca aproximadamente 400.000 hectáreas (ha) (HBT Agra, 10/1993, p. 2-1; Fugro-McClelland, 10/1992, p. 2-2).

Topografía y clima. La topografía general de esta región está compuesta por tierra de suaves pendientes y valles planos que se extienden al este hacia la cabecera del río Amazonas. La elevación del terreno varía entre aproximadamente 300 y 275 metros por encima del nivel del mar, con una inclinación hacia el Este. La vegetación del sitio puede generalmente clasificarse como: bosque primario, bosque secundario, campos de cultivo, humedales y áreas despejadas cubierta de hierbas. El clima en el distrito oriente de Ecuador se caracteriza por ser tropical con altas temperaturas y precipitaciones copiosas. Las precipitaciones están entre los rangos de 2.000 mm a 5.000 mm anuales. No existe una estación seca en el Oeste, los suelos tienen una sequía por lo menos de tres meses consecutivos (Woodard-Clyde, 5/2000, p. 1-3; HBT Agra, 10/1993, p. 2-1; Fugro-McClelland, 10/1992, p. 2-2).

Agua superficial. El emplazamiento se drena principalmente por medio del río Napo, que es un afluente del río Amazonas. Los mayores afluentes del río Napo son el río Coca y el río Aguarico. Entre los afluentes del río Aguarico, que atraviesa el área de la concesión, se incluyen los ríos Teteye, Eno, Dureno y Shushufindi. Los afluentes del río Coca, que atraviesa el área de la concesión, son los ríos Yanayacu, Jivino, Curicayu, Rumijacu, Tiputini y Tivacuno. Todos los ríos, en general, fluyen en dirección Este o Sudeste. El tamaño de estos ríos varía considerablemente. Los ríos Napo y Aguarico son los más grandes, con 150 a 200 metros de anchura. Los ríos Eno, Tiputini y Shiripuro tienen un ancho aproximado de 30 metros. La mayoría de los otros ríos tienen menos de 10 metros de ancho. Los ríos tienen una amplia gama de usos domésticos e industriales que incluyen: hábitat para la fauna terrestre y acuática, suministro de agua potable, pesca, baños, puntos de descargas para los efluentes de las operaciones petrolíferas, retiros para usos industriales y como medio de transporte. (HBT Agra, 10/1993, p. 2-6, p. 7-2).

Suelos. Una evaluación ambiental llevada a cabo por HBT Agra, indica que los suelos en el Oeste se formaron sobre aluviones volcánicos y materiales sedimentarios. Los suelos en las planicies aluviales se caracterizan por tener cenizas volcánicas recientes depositadas encima de antiguos depósitos de cenizas con lodo y arena estratificados. Los suelos de las planicies inundables, las colinas, las mesetas montañosas se caracterizan por ser sedimentarias con alto contenido de arcilla; estos suelos se drenan en forma deficiente. Se encuentran también capas de arcilla fracturada así como lentes discontinuos o capas de arena o limo, a todo lo largo del sitio (HBT Agra, 10/1993, pp. 2-2 a 2-4, Tabla 2-1, p. 8-2; Sección 8.4).

Agua superficial. Las evaluaciones ambientales realizadas por HBT Agra y Fugro-McClelland, indican que las aguas superficiales se encuentran dentro de condiciones de acuífero libre y acuífero colgado dentro de la Cuenca del Oriente. La profundidad de las aguas superficiales varía entre menos de 1 metro por debajo de la superficie del terreno (below ground surface, bgs) a 8 metros bgs (HBT Agra, 10/1993, Section 8.4; Fugro-McClelland, 10/1992, p. 6-22). Los pozos para uso doméstico, cavados a mano a profundidades menores a 5 metros son comunes al Sur del río Aguarico y al Norte del río Napo. Los manantiales son comunes en las tierras altas al Sur del río Napo, y al Norte del río Napo en las áreas del lago Agrio y el Campo Guanta, y están parcialmente controlados por acuíferos colgados, fracturas y

fallas. Debido a la ocurrencia de los suelos arcillosos de baja permeabilidad, la tasa de recarga para los acuíferos de poca profundidad es relativamente baja a moderada, y del escurrimiento superficial de los ríos es alta. Por lo general, los arroyos en las regiones tropicales húmedas reciben descargas de aguas superficiales, y las vertientes de las capas freáticas hacia los arroyos. El flujo de agua superficial más vertical y lateral se produce a lo largo de fracturas dentro de la arcilla o del limo o de las unidades arenosas (HBT Agra, 10/1993, p. 8-2).

Desarrollo de un campo petrolífero. Las operaciones de exploración y producción de petróleo en el emplazamiento se iniciaron en 1967. Las operaciones de exploración entre 1967 y 1972, resultaron en el descubrimiento de nueve grandes campos petrolíferos. Otros siete campos adicionales más pequeños se descubrieron entre 1972 y 1990 (Woodward-Clyde, 5/2000, p. 1-1; Fugro-McClelland, 10/1992, pp. 1-1 a 1-2). La **Figura 2** muestra las ubicaciones de los campos de producción.

Cada uno de los campos petrolíferos grandes que se han desarrollado se componen de múltiples emplazamientos, una o más estaciones de producción, campamentos y depósitos de suministro y de oleoductos. La **Figura 3** muestra una vista aérea de la estación de producción Shushufindi Sur. La producción de los pozos más pequeños se envía a estaciones de producción en campos más grandes (Woodard-Clyde, 5/2000, Tabla 1-1; HBT Agra, 10/1993, pp. 6-6 a 6-12).

Los pozos generalmente están equipados con una sola cabecera de pozo y un equipo de control para el sistema de flujo. La medida promedio del área de grava es de aproximadamente 5.600 metros cuadrados (60.000 pies cuadrados) con un límite aproximadamente de entre 1.900 metros cuadrados (20.000 pies cuadrados) a 16.700 metros cuadrados (180.000 pies cuadrados), excluyendo el área ocupada para los pozos de reserva y producción (HBT Agra, 10/1993, p. 6-8; Fugro-McClelland, 10/1992, p. 6-8). La **figura 4** muestra una vista aérea de los pozos petrolíferos alrededor de la estación de producción Shushufindi Norte.

Las estaciones de producción cuentan con el equipo necesario para separar el agua del petróleo, almacenar el crudo y desechar el agua producida al ambiente. La mayoría de las estaciones de producción cuentan con tanques de almacenamiento para crudo y combustible, tanques de oscilación, tanques de lavado, separadores de agua/petróleo, estaciones de medición, pozos para el agua producida y quemadores de gas natural. Algunas instalaciones especiales cuentan con bombas para el tratamiento e inyección de aguas, bombas hidráulicas, compresores de gas de levantamiento, turbinas generadoras de energía y almacenamiento de químicos. Los productos químicos comúnmente usados en todos los campos incluyen: desemulsionantes, desincrustantes, anticorrosivos, antiespumantes, antiparafinas y productos químicos para tratamiento de ácidos. El área ocupada por las estaciones de producción varían en tamaño entre 2,5 ha (6 acres) a 50 ha (125 acres) (HBT Agra, 10/1993, Secciones 5.4 y 5.5; Fugro-McClelland, 10/1992, p. 6-12).

Uno o más pozos están asociados a cada uno de los pozos petrolíferos y a estaciones de producción (Fugro-McClelland, 10/1992, Section 6.3.3). Se utilizaron pozos sin revestir, perforados en los emplazamientos de los pozos y las estaciones de producción, para la gestión de lodo de perforación, evaporación y almacenamiento del agua producida, gestión de reacondicionamiento o finalización de líquidos, así como para la contención de emergencia de los fluidos producidos. Los pozos generalmente se perforaron a una profundidad aproximada de entre 1, 2 ó 2,5 metros (Cabrera, 3/2008, Anexo H, p. 4; Woodard-Clyde, 5/2000, p. 3-4; HBT Agra, 10/1993, p. 72). Los pozos contienen materiales variados (escombros, petróleo crudo, agua de lluvia y lodo) dependiendo de su uso primario (pozos de reserva, pozos de quemado, pozos de agua, pozos de pruebas, pozos de producción y pozos de basura). Los pozos

de reserva y producción varían en tamaño desde aproximadamente 3 metros por 3 metros (10 pies por 10 pies) hasta aproximadamente 60 metros por 60 metros (200 pies por 200 pies). Los pozos de reserva, por lo general mayores a 900 metros cuadrados (10.000 pies cuadrados) se utilizan para el almacenaje y desecho de lodo de perforación y recortes (Woodward-Clyde, 5/2000, p. 3-4; Fugro-McClelland, 10/1992, pp. 6-8 a 6-9).

Los campamentos y los depósitos de suministro están localizados en los campos petrolíferos más grandes, por lo general, adyacentes a las instalaciones de producción. Los campamentos tienen instalaciones para vivienda y esparcimiento para los trabajadores e invitados, talleres para mantenimiento de vehículos, almacenamiento de combustibles y pistas de aterrizaje. Algunos cuentan con oficinas administrativas y de operación. Los depósitos de suministros almacenan las tuberías y otro equipo necesario para el mantenimiento y desarrollo del campo petrolífero. Las tuberías usadas, tambores vacíos y los vehículos inutilizados, muchas veces son almacenados en estos depósitos (HBT Agra, 10/1993, p. 6-12; Fugro-McClelland, 10/1992, p. 6-5 a 6-6).

Se puede acceder a los pozos y las estaciones de producción mediante una red de carreteras primarias, secundarias y de acceso, las que proporcionan acceso a los campos y pozos petrolíferos, y a los pozos individuales, respectivamente. En 1990, estaban en uso aproximadamente 310 km de carreteras primarias. Las carreteras se construyeron mediante los métodos de corte y relleno, y mediante el uso de materiales granulados extraídos de los lechos fluviales. Las carreteras primarias y secundarias, a menudo están cubiertas con petróleo residual como medida de control para limitar el polvo y la erosión de los materiales granulares utilizados en su construcción (HBT Agra, 10/1993, p. 6-6; Fugro-McClelland, 10/1992, p. 6-5).

Una serie de líneas de flujo transportan los fluidos producidos desde los pozos hasta las estaciones de producción, mientras que los oleoductos secundarios entregan el crudo entre estaciones. La mayoría de estas líneas de flujo están localizadas en unos corredores estrechos inmediatamente adyacentes a las carreteras, por lo que se minimiza la necesidad de construcciones adicionales para el derecho de paso. Por lo general, las carreteras de acceso a los pozos cuentan con corredores con una sola línea de flujo, las carreteras secundarias hasta con 9 líneas de flujo y las carreteras primarias hasta con 14 líneas de flujo. La mayoría de estos oleoductos se encuentran sobre el suelo apoyados sobre bastidores de acero o de concreto. Los oleoductos restantes o bien se encuentran en el suelo o están enterrados (HBT Agra, 1993, p. 6-12; Fugro-McClelland, 10/1992, p. 6-27).

2.2 CRONOLOGÍA DEL EMPLAZAMIENTO

Lo siguiente es un resumen de algunos puntos destacados en la historia operacional, investigativa y de remediación del emplazamiento:

3/1964 El Gobierno de Ecuador (Government of Ecuador, GOE), Texpet y Gulf Oil firman un Acuerdo de Concesión el cual permite a Texpet y Gulf a comenzar con operaciones de exploración y producción en Ecuador. Cada compañía tenía un 50 por ciento de participación en la concesión (Woodard-Clyde, 5/2000, p. 1-1; Fugro-McClelland, 10/1992, p. 1-1).

-
- 1972 Se construyó un oleoducto transecuatoriano de 503 km (318 millas) de largo para transportar el crudo desde Lago Agrio atravesando la cadena montañosa de los Andes hasta la terminal petrolera en Esmeraldas en la Costa del Pacífico (Woodard-Clyde, 5/2000, p. 1-1; Fugro-McClelland, 10/1992, p. 1-4).
- 1973 El acuerdo (de 1964) fue renegociado y se firmó un nuevo contrato entre Texpet, Gulf Oil y el GOE (Woodward-Clyde, 5/2000, p. 1-1).
- 6/1974 La Corporación Estatal Petrolera Ecuatoriana (CEPE), la predecesora de Petroecuador, adquirió un 25 por ciento de los activos de producción de los contratos de 1973. Texaco y Gulf retuvieron un 37,5%, respectivamente (Woodward-Clyde, 5/2000, p. 1-1; HBT Agra, 10/1993, p. 1-3).
- 1977 CEPE compró las acciones restantes de Gulf, haciendo de CEPE el socio mayoritario con el 62,5 por ciento de las acciones y Texaco posee acciones por el 37,5 por ciento convirtiéndose en socio minoritario (Woodward-Clyde, 5/2000, p. 1-1).
- 1986 Texpet finalizó con sus actividades de exploración en el emplazamiento (Woodward-Clyde, 5/2000, p. 1-1).
- 6/1990 Texpet entregó la operación de los campos de Oriente a Petroecuador (HBT Agra, 10/1003, p. 1-3; Fugro-McClelland, 1-/1992, ES-1).
- 6/1992 La porción de Texpet (37,5%) de la propiedad de los campos petrolíferos se transfirió a Petroecuador Woodard-Clyde, 5/2000, p. 1-1).
- 4-5/1992 Fugro McClelland llevó a cabo una auditoría de campo medioambiental para Texpet como parte de la transferencia de propiedad de los campos petrolíferos de Texaco a Petroecuador en junio de 1992. Esta auditoría se llevó a cabo en forma independiente y en paralelo a la evaluación medioambiental que realizó HBT Agra en nombre de Texaco y de Petroecuador. Fugro auditó 158 pozos, 18 estaciones de producción, 6 campamentos y aproximadamente 30 millas de ducto. La auditoría incluyó: documentación sobre la condición del sitio, agua producida, corriente y muestreo y análisis del agua subterránea, muestreo y análisis de petróleo crudo y derrame, pruebas de permeabilidad del suelo y percolación y medición del nivel de ruido. (Los resultados de esta auditoría se analizan en la sección 2.3) (Fugro-McClelland, 10/1992, p. E-1, p. 1-5).
- 5-6/1993 HBT Agra llevó a cabo una evaluación medioambiental de los campos petrolíferos de Oriente en nombre de Texpet y Petroecuador como parte de la transferencia de propiedad de los campos petrolíferos de Texaco a Petroecuador en junio de 1992. HBT Agra llevó a cabo un estudio en dos etapas: La Etapa I comprendió un estudio biofísico, revisión histórica, revisión reguladora, facilidades de audio y reconocimiento del emplazamiento para las 22 estaciones de producción, 163 pozos y 66 líneas de flujo. La Etapa II comprendió las investigaciones del agua de superficie, subterránea y sub-superficial en los sitios en los que se identificó contaminación o un elevado potencial para ello durante la Etapa I. (Los resultados de esta auditoría y estimación se resumen en la sección 2.3) (HBT Agra, 10/1993, pp. 1-3, 6-1).

-
- 12/1994 El Gobierno de Ecuador, Petroecuador y Texpet firmaron un Memorandum de Entendimiento (Memorandum of Understanding, MOU) en el cual Texpet acordó implementar trabajos medioambientales en el emplazamiento (Woodard-Clyde, 5/2000, p. 1-3).
- 3/1995 El Gobierno de Ecuador, Petroecuador y Texpet firmaron un Ámbito de trabajo de recuperación medioambiental (Scope of Environmental Remedial Work, SOW). Texpet tenía a su cargo: (1) recuperación de todas las fosas y derrames en los 108 pozos que habían sido perforados antes de 1990 y los 26 pozos abandonados antes del 30 de junio de 1990; (2) revisar el abandono de los 26 pozos que no operaban desde antes del 30 de junio de 1990; (3) recuperación del suelo afectado por hidrocarburos en los 26 pozos y otros 27 pozos en los que el suelo de superficie había sido potencialmente afectado como resultado de las operaciones previas al 30 de junio de 1990; y (4) implementación de las modificaciones requeridas para los sistemas de descarga y tratamiento de agua de producción en las nueve estaciones de producción y las cuatro localizaciones de pozos en los que se descargaba el agua de producción. (Woodard-Clyde, 5/2000, p. 1-4).
- 1995-1998 Woodard-Clyde reportó de una investigación medioambiental y trabajo de recuperación y reclamación realizada en 1995-1998 de acuerdo con el MOU de 1994 y el SOW de 1995. De acuerdo con Woodard-Clyde, se recuperaron un total de 250 fosos y 7 áreas de derrame ubicados en 133 de los pozos a través de la combinación de campos petrolíferos tradicionales y tecnologías innovadoras y/o certificadas de recuperación que no requieren mayores acciones en función de la confirmación de los resultados de la muestra de suelo. Sólo 13 de los fosos no pudieron ser recuperados por las condiciones de lugar (esto es, actividades en curso por parte de Petroecuador) (Woodard-Clyde, 5/2000, p. ES-1; p. 1-5). Texpet alegó haber gastado 40 millones de dólares en este programa de recuperación (Texaco, Undated).⁵
- 2004-2009 Los peritos de los demandantes y de Chevron realizaron una serie de inspecciones judiciales. Se obtuvieron muestras de suelo y agua de 34 pozos y 11 estaciones de producción. (Los resultados de este estudio de campo se analizan en la sección 2.3) (Cabrera, 3/2008, pp. 16-17; Anexo E).
- 2007 Cabrera obtuvo muestras de suelo, agua de superficie y subterránea de 48 pozos de producción y una estación de producción como parte de este alcance y actuó como el Perito que designó el Juzgado. (Los resultados de este estudio de campo se analizan en la sección 2.3) (Cabrera, 3/2008, pp. 16-17).

2.3 NATURALEZA Y EXTENSIÓN DE LA CONTAMINACIÓN

Esta sección presenta una breve descripción general de la naturaleza y extensión de la contaminación medioambiental que ha sido documentada por varias evaluaciones e investigaciones realizadas en el emplazamiento.

⁵ DCA no logró obtener documentación de respaldo sobre los gastos de los 40 millones de dólares alegados por Texaco.

Las auditorías de campo conducidas por Fugro-McClelland sobre las operaciones en los campos de los pozos en 1992 documentaban una contaminación diseminada de los hidrocarburos. Los hallazgos de la auditoría incluyeron:

- Contaminación de hidrocarburos que requirió la recuperación en todas las instalaciones de producción [18] y una mayoría de los emplazamientos de perforación (Fugro-McClelland, 10/1992, p. E-1);
- Aproximadamente el 70 por ciento de los emplazamientos auditados tenían fosos de producción o perforación. Casi el 50 por ciento de los fosos auditados estaban vacíos o contenían agua. Una mayoría de los fosos restantes tenían 100 por ciento de cubierta de petróleo crudo. En algunas áreas se observó contaminación fuera de las fosas. Por lo general, la contaminación fue el resultado del desborde de las fosas, fallas del terraplén o liberación a través del sifón (Fugro-McClelland, 10/1992, pp. 6-9, 6-10);
- Cuatro instalaciones de producción tenían fosas en etapa final (fosas que descargan directamente al agua superficial) con poca o ninguna acumulación de hidrocarburos (menos del 5 por ciento); se observó que nueve instalaciones de producción tenían fosas en la etapa final con gran acumulación de petróleo crudo (mayor al 95%); las fosas de descarga en las instalaciones restantes tenían una cubierta de petróleo crudo que variaba entre el 20 y el 50 por ciento (Fugro-McClelland, 10/1992, p. 6-14);
- Se observaron evidencias de liberación de petróleo fuera de la fosa en etapa final en drenaje de superficie en cinco de las estaciones de producción. Los canales de drenaje en dos de las estaciones estaban muy contaminados y contenían petróleo crudo libre levemente degradado. En todas las instancias, la contaminación de hidrocarburos se limitó a la vecindad inmediata del punto de descarga de la corriente o el tributario (Fugro-McClelland, 10/1992, p. 6-23);
- A menudo no se limpiaron los derrames de hidrocarburos y químicos en las estaciones de producción y los pozos. En lugar de ello, se los había cubierto con arena. Se observó que, en general, la migración de contaminantes de los derrames de los pozos a la arcilla roja muy plástica fue mínima (HBT Agra, 10/1993, p. 6-13; Fugro-McClelland, 10/1992, p. 6-25); y
- Se observaron filtraciones del ducto a lo largo de 11 de los 28 cortes transversales. A diez de los derrames identificados a lo largo de cuatro cortes transversales se los consideraría mayores, o sea, mayores a unos cientos pies cuadrados de superficie (Fugro-McClelland, 10/1992, p. 6-28);

Las auditorías de campo conducidas por HBT Agra sobre las operaciones en los campos de los pozos en 1993 documentaron una contaminación diseminada de los hidrocarburos. Los hallazgos de la auditoría incluyeron:

- Se observó contaminación de suelo y agua en los pozos, estaciones de producción y a lo largo de calzadas, líneas de flujo y ductos secundarios (HBT Agra, 10/1993, p. 6-12);
- Se observaron derrames en 158 de los 163 pozos evaluados. La mayoría quedaban confinados al pozo. Se observó que, en general, la migración de contaminantes de estos derrames de los pozos a las arcillas rojas altamente plástica fue mínima (HBT Agra, 10/1993, p. 6-13);

- Se encontraron fosas de desecho en 125 de los emplazamientos evaluados. Un total de 126 fosas abiertas o cerradas contenían desecho de petróleo que se limitó dentro de 50 de las fosas y se descubrió que migraba en 76 de las fosas (HBT Agra, 10/1993, p. 6-15);
- Se observaron escapes en 69 de las fosas de los emplazamientos, lo que se evidenció por la presencia de suelo con petróleo junto a las fosas. Se observó escape o descarga de la fosa a corrientes en 28 ubicaciones de fosas (HBT Agra, 10/1993, p. 6-15);
- Tanto las fosas del emplazamiento como las de producción contenían sedimentos de petróleo. Se estimó que su espesor en las fosas de los emplazamientos era menor al metro, en promedio. (HBT Agra, 10/1993, p. 6-15 y 6-20); y
- Se observaron derrames de líquidos producidos, petróleo usado, químicos o combustible en las estaciones de producción que incluyeron: colectores y separadores, bombas y compresores, drenajes y cárteres del área de proceso y zonas y fosas de mantenimiento de vehículos (HBT Agra, 10/1993, p. 6-16);

Numerosas partes llevaron a cabo el muestreo y análisis de suelo, agua de superficie, subterránea y sedimentos en el emplazamiento. Los detalles de estos muestreos fueron reportados en otros documentos (Cabrera, 3/2008, Sección 3.2.10; Anexos A y C; HBT Agra, 10/1993, Sección 6.4).

Los muestreos de medios medioambientales en el emplazamiento que llevaron a cabo expertos por el demandado y por los demandantes como parte de las inspecciones judiciales y por Cabrera, como parte sus investigaciones de campo en 2007, indican lo siguiente:

- Los suelos en el emplazamiento contienen concentraciones de TPH en las fosas de los pozos, de producción y suelos circundantes que exceden el estándar ecuatoriano de 1.000 ppm. Las muestras de suelo dentro de las fosas tuvieron concentraciones promedio de TPH de 19.586 ppm (datos del demandado y del demandante) y 22.219 ppm (datos de Cabrera) y concentraciones máximas de TPH de > 900.000 ppm (datos del demandado y del demandante) y 414.414 ppm (datos de Cabrera). Las muestras de suelo fuera de las fosas tuvieron concentraciones promedio de TPH de 5.028 ppm (datos del demandado y del demandante) y 7.500 ppm (datos de Cabrera) y concentraciones máximas de TPH de 333.262 ppm (datos del demandado y del demandante) y 175.095 ppm (datos de Cabrera) (Cabrera, 3/2008, 19-20);
- Los suelos del sitio contienen concentraciones de metales relacionados con la producción de petróleo que exceden los estándares ecuatorianos para suelos; cobre, bario, vanadio y cromo VI son los que exceden los estándares con mayor frecuencia (Cabrera, 3/2008, pp. 20-21);
 - Se encontró cobre, con un estándar de 63 mg/kg, a concentraciones medias y máximas de 44 ppm y 130 ppm (datos del demandado y del demandante), respectivamente.
 - Se encontró bario, con un estándar de 750 ppm, a concentraciones medias y máximas de 595 ppm y 1.736 ppm (datos de Cabrera) y 490 ppm y 10.100 ppm (datos del demandado y del demandante), respectivamente.

-
- Se encontró vanadio, con un estándar de 130 ppm, a concentraciones medias y máximas de 99 ppm y 290 ppm (datos de Cabrera) y 92 ppm y 290 ppm (datos del demandado y del demandante), respectivamente; y
 - Se encontró cromo VI, con un estándar de 0,4 ppm, a concentraciones medias y máximas de 0,52 ppm y 87 ppm (datos del demandado y del demandante), respectivamente.
 - El muestreo del agua subterránea por Cabrera y por los expertos del demandado y de los demandantes indica concentraciones de TPH que exceden el estándar ecuatoriano de 0,325 mg/l (Cabrera, 3/2008, pp. 21);
 - El agua subterránea en el emplazamiento contiene metales, en particular bario y cadmio, a concentraciones que exceden los estándares ecuatorianos sólo en un pequeño porcentaje de las muestras recolectadas (Cabrera, 3/2008, pp. 22);
 - Por lo general, el muestreo del agua de superficie de corrientes, ríos y pantanos ubicados cerca de los emplazamientos de los campos petrolíferos que realizaron expertos del demandado no muestra contaminación por encima de los estándares válidos (Cabrera, 3/2008, p. 23); y
 - El muestreo de sedimento de corrientes y pantanos o ciénagas indica concentraciones de TPH que exceden el estándar ecuatoriano de 1.000 ppm en un número limitado de los emplazamientos muestreados (Cabrera, 3/2008, Anexo E; datos de muestreo recolectados durante las inspecciones judiciales).

3.0 RECUPERACIÓN DEL SUELO

Esta sección discute el análisis y los supuestos subyacentes que utiliza DCA para desarrollar una estimación de los costos potenciales necesarios para recuperar los suelos contaminados que se asocian con los emplazamientos y las estaciones de producción.

3.1 SUPUESTOS DE VALORACIÓN Y ANÁLISIS

El enfoque de Cabrera para la estimación de los costos potenciales relacionados con la recuperación de fosas y suelos contaminados en el emplazamiento se basó en su determinación de que había 917 fosas en 356 pozos y 22 estaciones de producción, con recuperación del 80% de las fosas en los pozos y del 100 por ciento de las fosas en las estaciones de producción para alcanzar niveles de limpieza de 1.000 ppm y 100 ppm de TPH (Cabrera, 3/2008, pp. 8, 43, Anexos H y N; Cabrera, 11/2008, pp. 16-18). Cabrera calculó la superficie total de las fosas y suelos que requieren recuperación y consideró profundidades de excavación de 4 y 5 metros para calcular volúmenes de recuperación para los niveles de limpieza de TPH de 1.000 ppm y 100 ppm, respectivamente. Por último, consideró que los suelos contaminados serían recuperados de inmediato mediante la tecnología de bio-recuperación a un costo estimado de 489 dólares de EE.UU. por m³ (Cabrera, 11/2008, pp. 16-18). El enfoque de Cabrera resultó en costos estimados de 2.030 y 2.740 millones de dólares para recuperar fosas y suelos a los niveles de TPH de 1.000 ppm y 100 ppm, respectivamente (Cabrera, 11/2008, pp. 16-18).⁶

El enfoque de DCA para la estimación de los costos potenciales para la recuperación de fosas y suelos contaminados en el emplazamiento se basó en: (1) un marco de trabajo conceptual para la determinación de la necesidad y extensión de la recuperación de las fosas y suelos asociados contaminados, y (2) un conjunto de supuestos para la aplicación de dicho marco de trabajo a fin de que se obtenga un costo potencialmente bajo con elevado potencial en la estimación del costo.

Marco de trabajo de recuperación conceptual. En función del entendimiento de DCA de la historia operativa, de investigación y recuperación del emplazamiento, DCA considera que no todos las fosas y suelos contaminados del emplazamiento necesitarán el mismo grado de recuperación.

Como parte de su evaluación medioambiental realizada en 1993 sobre los campos petrolíferos de Oriente en nombre de Texpet y Petroecuador, HBT Agra desarrolló un sistema de puntaje para clasificar los impactos medioambientales potenciales a partir de los riesgos que habían identificado. El sistema de puntaje de HBT consistió en los siguientes tres niveles (HBT Agra, 1993. p. 6-24);

- **Bajo** - daño medioambiental que puede ser corregido o limpiado en forma natural en el orden de horas a días. Derrames, independientemente de su tamaño, limitados al emplazamiento [del pozo]. No hay fosas con petróleo;
- **Medio** - daño medioambiental que, incluso después de realizar acciones correctivas, tardará días a semanas para recuperar las condiciones previas al incidente. Los derrames,

⁶En este informe de marzo del 2008 se indicó que el costo inicial que estimó Cabrera para recuperar las fosas y suelos a niveles de TPH de 1.000 ppm era de 1.700 millones de dólares. En consecuencia, debido a errores cometidos por Cabrera y sus respuestas a los comentarios de los demandantes, aumentó su estimación a 2.030 millones de dólares en un informe pericial revisado que se emitió en noviembre del 2008.

independientemente de su tamaño, migraron fuera del emplazamiento. Hay fosas con petróleo. Apparently los contaminantes están confinados dentro de la fosa; y

- **Alto** - Daño medioambiental que puede requerir una acción correctiva extensa o puede requerir mucho tiempo antes de lograr la recuperación. Hay fosas con petróleo. Apparently los contaminantes migraron fuera de la fosa.

HBT evaluó 163 pozos y determinó que los riesgos medioambientales fueron clasificados como con impacto bajo a 31% (51) de los emplazamientos, impacto medio en 18% (29) de los emplazamientos e impacto alto en 41% (66) de los emplazamientos. Se reportó que el diez por ciento de los emplazamientos (16) no tuvieron impacto (HBT Agra, 1993, p. 6-24).

DCA considera que el marco de trabajo de HBT es un método razonable y adecuado para caracterizar los impactos medioambientales y la necesidad y el nivel resultantes de la recuperación de suelos de las fosas de pozos. En consecuencia, a los fines de esta valoración, DCA utilizó el marco de trabajo básico del sistema de puntaje de HBT, pero lo modificó con respecto al nivel de acción de recuperación que se requeriría para cada nivel del sistema de clasificación o puntaje. Una de las modificaciones fue que, dado que HBT Agra proporcionó poca información para demostrar la inexistencia de impacto informado en los emplazamientos, DCA los agrupó en la categoría de impacto bajo. Por consiguiente, a los fines de estimar los costos, se crearon tres categorías con los porcentajes de HBT Agra: emplazamientos y pozos de bajo impacto (que incluyen los que en el informe figuran como sin impacto) (41%); emplazamientos y pozos de impacto medio (18%); y emplazamientos y pozos de gran impacto (41%). Este marco de trabajo modificado se muestra en la **Figura 5**. Por los antecedentes operativos y la naturaleza y extensión de la contaminación documentada en las estaciones de producción, DCA consideró que el 100% (22) de las estaciones de producción requerirán recuperación y por lo tanto las agrupó a todas en la categoría de alto impacto para TPH.

Supuestos sobre el número de emplazamientos y fosas. La revisión por parte de DCA de los reportes técnicos y de expertos disponibles detectaron la existencia de numerosas discrepancias en el número de emplazamiento y fosas, estaciones y fosas de producción y ambigüedades en cuanto a su estado (esto es, abiertos/cerrados/cubiertos, pobremente recuperados/bien recuperados, fosa seca/con agua/fosa con petróleo crudo flotante, fosas con/sin filtraciones, etc.). Sin embargo, a partir del asesoramiento, DCA entiende que el inventario de los emplazamientos/fosas y estaciones/fosas de producción que fuera llevado a cabo por Cabrera, representa la última información disponible. Por consiguiente, DCA basó su evaluación de los daños medioambientales en el número de emplazamientos/fosas de pozos y estaciones/fosas de producción que se informara en el inventario de Cabrera (Cabrera, 3/2008, Anexo N) para soportar la estimación de un costo potencialmente bajo y un rango potencialmente alto de costo (Véase **Apéndice A, Tabla A-1**. Los detalles sobre cómo se obtuvieron los supuestos de la otra Tabla A-1 para un rango de costo alto / bajo se muestran en las **Tablas A-2 y A-3**).

Supuestos sobre los volúmenes de recuperación. DCA revisó los supuestos y datos subyacentes (esto es, datos de muestreo de las inspecciones judiciales) que Cabrera utilizó para determinar la profundidad de los suelos contaminados y subsecuentemente el volumen de suelos contaminados que requiere recuperación para alcanzar niveles de limpieza TPH de 1.000 ppm y 100 ppm. (Cabrera, 3/2008, p. 43-44, Anexo N; Cabrera, 11/2008, pp. 17).

Los datos del muestreo de suelos por parte de la inspección judicial fueron utilizados por DCA para crear un gráfico de concentraciones de TPH frente a la profundidad por debajo de la superficie de la fosa (véase **Figura 6**). Este gráfico es similar al de los datos que presentó Cabrera (Cabrera, 3/20808, Anexo N, p. 3). Los dos gráficos no son idénticos, lo que puede deberse a que DCA sólo usó datos vinculados a fosas específicas en la base de datos que le fuera proporcionada para garantizar que no se utilizaran en el gráfico muestras de la sub-superficie del exterior de las fosas. No se realizó un análisis estadístico detallado de los datos debido a las limitaciones del tiempo, pero la evaluación general de la distribución de los puntos de datos sugiere que la mayoría de los puntos de datos TPH mayores a 100 ppm están por encima de una profundidad de 5 m y la mayoría de los superiores a 1.000 ppm están por encima de una profundidad de 3 metros. Una revisión más rigurosa de los datos (por ejemplo, perfiles de la profundidad de TPH en las ubicaciones del muestreo de muestras, concentraciones en la muestra más profunda en cada ubicación [esto es, ¿quién tomó la muestra llegó a la base de la contaminación?], número y tipo de fosas muestreadas) y los métodos y se deben completar los procedimientos de muestreo (o sea, ¿se pudo haber llevado la contaminación de zonas superficiales en forma inadvertida a ubicaciones más profundas como resultado de los métodos de muestro?) para ajustar las profundidades de recuperación requeridas. Sin embargo, a los fines relacionados con esta evaluación, se consideraron profundidades de excavación para las fosas de 3 y 5 metros (superficie por debajo del suelo) para los niveles de limpieza de 1.000 ppm y 100 ppm de TPH.

Para calcular el volumen de suelo a remediar, DCA supuso que en todas las fosas existe actualmente 1 metro de espacio libre; es decir, los líquidos que existían previamente en las fosas han sido eliminados, evaporados, volatilizados o se filtraron hacia capas más profundas dejando únicamente petróleo residual, lodos de perforación/corte y escombros. En las áreas en las que las fosas fueron previamente cubiertas, se presupuso que este metro de espacio libre se rellenó con tierra que cumple con los estándares de saneamiento y que no requiere remediación (solo su remoción y recambio para acceder a los suelos más profundos). Por ello, las profundidades netas de suelo empleadas para calcular los volúmenes de tierra en cada fosa fueron de 2 y 4 metros para los niveles de 1000 ppm y 100 ppm de TPH, respectivamente.

DCA también reconoce que una cierta cantidad de suelo alrededor de cada fosa podría haber sido impactada por TPH durante los años de operación. Esto podría haber sido causado por un derrame, desbordamiento, etc. y posiblemente haya impactado los suelos ubicados en las proximidades de las fosas (que no fueron cubiertas) y las bermas que podrían haber estado presentes sobre la superficie para contener los líquidos. Para los fines de esta evaluación, DCA supuso que podría ser necesario excavar y remediar los suelos que se encuentran en un perímetro de un metro alrededor de las fosas, y a una profundidad de hasta 2 metros (hasta la parte más profunda de la fosa original).

Finalmente, en base a la experiencia conocida y a la información obtenida, DCA asumió que los suelos que rodean a cada cabeza del pozo pueden estar contaminados y requerirían remediación. Esta contaminación podría haber sido causada por décadas de derrames, pérdidas, etc. durante la excavación, operación y rehabilitación del pozo en varias décadas de operación. El cálculo del volumen supuesto de suelo alrededor de cada cabeza de pozo que requerirá remediación se llevó a cabo en base a la profundidad supuesta de 1 metro sobre un radio de 15 metros alrededor de cada cabeza de pozo.

Supuestos sobre el tratamiento de suelos contaminados. El costo estimado de remediación realizado por Cabrera presupone que los suelos contaminados podrían ser remediados a niveles de TPH de 1.000 ó 100 ppm mediante el uso de tecnología de biorremediación (Cabrera también evaluó otras tecnologías de remediación). El costo por unidad estimado por Cabrera fue de 489 dólares/m³ y se basó en un promedio de costos de los sistemas de biorremediación utilizados en varios pozos de Superfund en EE. UU. (Cabrera, 3/2008, pág. 43, Anexo N).

DCA realizó una evaluación preliminar independiente de las tecnologías de remediación para determinar cuál podría ser la tecnología más idónea para lograr los niveles deseados de TPH de 1.000 y 100 ppm. Los resultados de la evaluación de las tecnologías se incluyen en la **Tabla A-4**. En base a esta evaluación, DCA seleccionó la desorción térmica y compostaje como las tecnologías de tratamiento para estimar los costos bajos y altos en relación con la limpieza de los suelos hasta lograr el nivel de TPH de 1.000 ppm y 100 ppm, respectivamente. DCA estimó los costos unitarios en 118 dólares/m³ y 304 dólares/m³ para el compostaje y la desorción térmica, respectivamente. Los costos unitarios de las tecnologías de tratamiento reflejan el descuento correspondiente a todas las economías de escala, agrupamiento de fosas en pozos individuales y estaciones de producción, y una reducción de los costos de mano de obra y de consumo energético en Ecuador. En las **Tablas A-5 y A-6** se brindan detalles sobre cómo se derivaron estos costos por unidad.

Tal como se describe anteriormente, DCA tuvo en cuenta la esperada variabilidad de los niveles de contaminación entre las distintas fosas, agrupándolas en emplazamientos y pozos de bajo, medio y alto nivel de contaminación en base a la evaluación de HBT Agra sobre el nivel de contaminación de los pozos evaluados. DCA asumió que dicha tecnología de compostaje se usaría para remediar los suelos contaminados en emplazamientos con un bajo nivel de impacto en los cuales las concentraciones de TPH eran muy bajas como para permitir la reducción de las concentraciones de TPH en el suelo durante un plazo razonable. Para los pozos con niveles medio y alto, en donde las concentraciones de TPH en suelo eran más elevadas, DCA considera que la desorción térmica puede ser una tecnología más eficiente y confiable para reducir las concentraciones hasta alcanzar los niveles deseados. Aunque es posible que este compostaje alcance los niveles objetivo incluso en los emplazamientos de impacto medio y alto, probablemente el plazo prolongado necesario para que esto ocurra haría que esta tecnología de remediación no sea eficiente o efectiva en relación al tiempo y costo, respectivamente. La desorción térmica es una tecnología efectiva y aprobada para suelos y lodos con altos niveles de contaminación de petróleo. Esta tecnología cuenta con las siguientes ventajas respecto de las demás tecnologías posiblemente aplicables, tales como la solidificación, el lavado con surfactantes o la inyección de vapor *in-situ*: esta tecnología alcanzará los niveles limpieza deseados en un período de tiempo relativamente corto; eliminará los contaminantes de los medios y, por tanto, permitirá una limpieza permanente; y, asimismo, no requiere una supervisión continua para controlar su rendimiento.

DCA también supuso que la implementación de la desorción térmica y compostaje podría llevarse a cabo en varios centros de tratamiento centralizados en lugar de tener equipos de tratamiento móviles o sobre trailers que se transportan a todos los pozos o estaciones de producción. Los suelos contaminados en los pozos y estaciones de producción podrían ser excavados y transportados en camiones desde el pozo hasta el centro de tratamiento centralizado. De este modo, la remediación del emplazamiento o estación de producción en particular podría lograrse más eficientemente (teniendo en cuenta la economía de escala) y podría permitir más rápidamente un uso beneficioso de estos sitios.

3.2 RESULTADOS DE LA ESTIMACIÓN DE COSTOS

Los resultados de la evaluación de DCA para la remediación de suelos contaminados en el emplazamiento se presentan en las **Tablas A-7 y A-8**. En base a estas suposiciones y los análisis comentados anteriormente, DCA estimó que los posibles costos para remediar los suelos contaminados en los pozos y estaciones de producción rondarían los 487 millones de dólares para una limpieza de TPH a 1.000 ppm y un máximo de 949 millones de dólares para una limpieza de TPH a 100 ppm. Los costos estimados se encuentran actualizados al dólar del año 2010, pero no incluyen descuentos (es decir, no se realizó un análisis neto de los valores actuales en relación al valor tiempo del dinero).

4.0 REMEDIACIÓN DE AGUAS SUBTERRÁNEAS

En esta sección se comenta el análisis y los presupuestos subyacentes usados por DCA para desarrollar una estimación de los posibles costos necesarios para remediar las aguas subterráneas contaminadas relacionadas con los pozos petrolíferos y estaciones de producción.

4.1 ANÁLISIS Y PRESUPUESTOS DE VALORACIÓN

El enfoque de Cabrera para estimar los posibles costos de remediación de las aguas subterráneas contaminadas en el Pozo pareciera basarse en el supuesto de que es posible que el agua subterránea contaminada bajo los 356 pozos y 22 estaciones de producción requiera la correspondiente remediación para cumplir con el estándar de Ecuador que indica un nivel de 0,325 mg/l de TPH en aguas subterráneas. Cabrera supuso que el costo promedio de remediación del agua subterránea en cada pozo sería de 7,8 millones de dólares. Esta suposición se basó en su revisión de los cuatro proyectos de remediación de aguas subterráneas en EE. UU., en los cuales se emplean bombeos activos y el tratamiento del agua subterránea contaminada con BTEX, VOC y petróleo. El rango de costos estimados para estos sistemas fue de entre 3,5 a 13,5 millones de dólares. El plazo de remediación de los cuatro proyectos se estimó en 20 años (Cabrera, 11/2008, págs. 12-14). Teniendo en cuenta esta información, Cabrera estimó los costos posibles de la remediación del agua subterránea en 3.240 millones de dólares (Cabrera, 11/2008; tabla: Overview of Environmental Remediation Costs [Descripción general de costos de remediación medioambiental]).⁷

La aproximación de DCA para estimar los costos posibles de remediación de aguas subterráneas en el Pozo fue similar al enfoque usado para la remediación del suelo. Esta aproximación se comenta en los siguientes párrafos.

Marco conceptual de remediación. La estimación de costos de DCA para la remediación de aguas subterráneas contaminadas se basa en el presupuesto de que existe producto sin petróleo, o líquidos livianos en fase no acuosa (light non-aqueous phase liquid, LNAPL), en la superficie subterránea que se encuentra atascado con filoncillos de limo/arena, fracturas de arcilla y canales raíces. El producto libre de petróleo también puede estar presente en características antropogénicas, tales como drenajes subterráneos, sumideros y zanjas. Esta suposición se condice con los antecedentes de derrames del emplazamiento, como también con las operaciones conocidas en ambos pozos y en las estaciones de producción. Las observaciones realizadas por HBT Agra durante la auditoría en campo de 1992 confirmaron la presencia de LNAPL en las capas subterráneas (HBT Agra, 1993, págs. 8-7, 8-8). LNAPL es una fuente permanente de contaminación de TPH en las aguas subterráneas. Por tanto, la eliminación de LNAPL podría quitar el material de generación de hidrocarburos, reduciendo los niveles de TPH en la fase disuelta, cuya muestra de agua subterránea indica que actualmente se encuentra por encima del Estándar ecuatoriano de 0,325 mg/l en varios casos. Este modelo conceptual también presupone que la contaminación del agua subterránea en fase disuelta no se encuentra dispersa o no ha migrado de forma significativa como para causar riesgos fuera del pozo. Aunque esto sea controversial, ya que generalmente se ha determinado que los suelos del emplazamiento contienen alto nivel de arcilla que podría limitar la migración vertical y

⁷No resulta claro el modo en que Cabrera obtuvo este costo total. Suponiendo un costo de 7,8 millones de dólares por pozo x (356 pozos + 22 sitios de producción), el resultado da un posible costo total de 2.950 millones de dólares.

horizontal de los factores contaminantes desde su lugar de origen, se necesitan los datos de muestras subterráneas adicionales para delinear el alcance de la migración de agua subterránea fuera del pozo.

Supuestos sobre la remediación necesaria en estaciones de producción y pozos petrolíferos. Para los fines de esta estimación, DCA supuso que las 22 estaciones de producción requieren algún tipo de remediación de aguas subterráneas. Sin embargo, dado que DCA cree que no todas las estaciones de producción requieren el mismo nivel de remediación de las aguas subterráneas, DCA también asumió que el alcance de la remediación de aguas subterráneas en las estaciones de producción será proporcional al volumen de líquidos (es decir, petróleo y agua de producción) que fue procesado en cada estación de producción. Por tanto, DCA clasificó los sitios de producción en base al volumen de producción y a la magnitud esperada (nivel) de contaminación resultante del agua subterránea. En la **Figura 7** se muestran los resultados de esta clasificación. Por ejemplo, en este análisis se presupone que las estaciones de producción de Nivel 4, con una producción total que oscila entre los 187.048.695 y 249.106.260 barriles, tendría una magnitud de contaminación de aguas subterráneas cuatro veces superior a las estaciones de producción de Nivel 1, que cuentan con un volumen de producción total de 1.592.128 a 16.555.798 barriles.

DCA también tuvo en cuenta la necesidad de remediar las aguas subterráneas debajo de los pozos petrolíferos. A los fines de esta estimación, DCA supuso que de los 356 emplazamientos, 210 (59%) requieren algún tipo de remediación de aguas subterráneas. Esto representa 64 emplazamientos en el Nivel de Impacto Moderado (18%) y 146 emplazamientos del Nivel de Impacto Elevado (Ver la Figura 5 y la Sección 3.1.1).

Supuestos sobre el tratamiento de aguas subterráneas contaminadas. Para los fines de esta evaluación, DCA consideró dos opciones de remediación de aguas subterráneas en estaciones de producción y emplazamientos. La Opción 1, que DCA asumió como una opción viable de bajo costo, es la contención y recuperación de LNAPL usando una zanja de recuperación horizontal con un sumidero vertical (**Figura 8**). El sumidero incluirá una bomba de aguas subterráneas de flujo bajo (menos de 5 galones por minuto [gpm]) y una bomba flotante desnatadora de petróleo para recuperar los LNAPL. Para las estaciones de producción/emplazamientos petrolíferos de Nivel 1, DCA supuso que las dimensiones de la zanja serían de, aproximadamente, 100 metros de largo por 2 metros de ancho y 5 metros de profundidad. Las dimensiones la zanja para las estaciones de producción/emplazamientos de Nivel 4 podrían ser cuatro veces superiores a las correspondientes a los sistemas del Nivel 1. La estimación de los períodos de operación y mantenimiento (O&M) del sistema de la Opción 1 fue de 10, 15, 20 y 30 años para los Niveles 1, 2, 3 y 4, respectivamente.

DCA reconoce que es posible que esta opción de contención y recuperación únicamente no permita cumplir con el objetivo de remediación de 0,325 mg/l. Sin embargo, a través de los procesos de atenuación natural a largo plazo (p. ej., biodegradación, sorción, dispersión y dilución, reacciones químicas, y volatilización) de contaminación subterránea residual disuelta posterior al período de remediación activa se podrían lograr los objetivos de remediación. La EPA de EE. UU. reconoce que la atenuación natural controlada (Monitored natural attenuation, MNA) (junto con el control de las fuentes) es una medición de remediación viable para las aguas subterráneas contaminadas con petróleo, y este medio ha sido seleccionado como la remediación de aguas subterráneas en una cantidad cada vez mayor de emplazamientos de Superfund (U.S. EPA, 5/1999, U.S. EPA, 1/2002). En este sentido, DCA asumió que MNA podría iniciarse al terminar la remediación activa y podría prolongarse por un período de 20 años.

La Opción 2, que DCA asumió como una opción viable de alto costo, consiste en un sistema de contención y recuperación de LNAPL similar al descrito en la Opción 1, más un sistema de bombeo y tratamiento activo de aguas subterráneas. Para un emplazamiento del Nivel 1, este sistema podría constar de 5 pozos de extracción de aguas subterráneas que proporciona una cantidad estimada de 5 gpm por pozo. También se instalará un tren de tratamiento de 25 gpm conformado por un prefiltrado con varios métodos y unidades de absorción de carbono. Posiblemente un sistema de remediación instalado en un emplazamiento de Nivel 4 sea cuatro veces más grande. La estimación de los períodos de operación y mantenimiento (O&M) del sistema de la Opción 2 fue de 15, 20, 30 y 50 años para los Niveles 1, 2, 3 y 4, respectivamente. Los períodos de O&M han sido aumentados en relación a los períodos de O&M de la Opción 1 pues se anticipan plazos más prolongados para lograr los objetivos de remediación a fin de alcanzar el estándar de 0,325 mg/l; asimismo, también se prolongó el período de operación de recuperación del producto y del sistema de contención a la misma duración dado que se presupone que operan en tándem. No se tuvo en cuenta ningún MNA para la Opción 2, ya que el sistema de bombeo y tratamiento de aguas subterráneas podría alcanzar el estándar de 0,325 mg/l.

4.2 RESULTADOS DE LA ESTIMACIÓN DE COSTOS

En las **Tablas B-1 a B-10** del Apéndice B se presenta el resultado de la evaluación de DCA para la remediación de aguas subterráneas contaminadas en el Pozo. En base a los presupuestos y análisis comentados anteriormente, DCA estimó los posibles costos de remediación de aguas subterráneas contaminadas en los sitios de producción y pozos petrolíferos para cumplir con el Estándar ecuatoriano de 0,325 mg/l de TPH, los cuales oscilan ente un mínimo de 396 millones y un máximo de 911 millones de dólares. Los costos estimados se encuentran actualizados al dólar del año 2010, pero no incluyen descuentos (es decir, no se realizó un análisis neto de los valores actuales del valor tiempo del dinero).

5.0 REMEDIACIÓN DE SEDIMENTOS

En esta sección se comenta el análisis preliminar de DCA respecto de los posibles costos de remediación de los sedimentos contaminados de ríos, canales y pantanos del Pozo.

5.1 ANÁLISIS Y SUPUESTOS DE VALORACIÓN

Cabrera no estimó los costos potenciales de remediación de sedimentos contaminados en ríos, canales y pantanos impactados por las operaciones de los pozos petrolíferos y sitios de producción. Por el contrario, recomendó que el Tribunal considere este asunto para un futuro estudio y análisis (Cabrera 11/2008, págs. 18-19).

La revisión realizada por DCA de los datos de las muestras de sedimentos limitadas recolectadas durante las Inspecciones Judiciales indica un cierto porcentaje de contaminación de los sedimentos como consecuencia de las descargas realizadas en cercanías de masas de aguas y ciénagas (p. ej., marismas y pantanos) desde las estaciones de producción, posiblemente a través de canales naturales o acequias de drenaje realizadas por el hombre, como así también por desbordes de petróleo en la superficie y pérdidas de químicos desde las estaciones de producción y los emplazamientos.

Sin embargo, para poder realizar una estimación de los posibles costos de remediación de sedimentos contaminados se necesitarán más datos y un análisis más profundo. Como mínimo, y en ausencia de datos de muestra de sedimentos adicionales, las ubicaciones de las distintas masas de agua superficiales y áreas pantanosas deberían ser relacionadas con las ubicaciones de los pozos petrolíferos, las estaciones de producción, los derrames registrados y las alineaciones de tuberías, y con los datos y ubicaciones de muestra de los sedimentos existentes; las dimensiones de los canales y diques de drenaje deberían ser determinadas; y también será necesario efectuar presupuestos sobre el volumen de las descargas de posibles derrames (siempre que los datos disponibles lo permitan) que podrían producirse en los emplazamientos y las estaciones de producción en las masas de aguas superficiales y áreas pantanosas.

5.2 RESULTADOS DE LA ESTIMACIÓN DE COSTOS

DCA no estimó los posibles costos de remediación de sedimentos contaminados en las vías acuáticas superficiales y áreas pantanosas del Pozo. Para poder realizar estas estimaciones se requiere un análisis más profundo y mayor información.

6.0 RESUMEN

DCA desarrolló un rango de posibles costos altos y bajos para remediar los suelos y aguas subterráneas contaminados que se relacionan con la exploración petrolera y las operaciones de producción llevadas a cabo por Texpet en el Área de concesión del noreste ecuatoriano durante el período comprendido entre 1964 y junio de 1990.

En base a los presupuestos y análisis comentados en esta evaluación, DCA estima que los posibles costos para remediar los suelos contaminados en los 356 pozos (que contienen 828 fosas) y las 22 estaciones de producción (que contienen 89 fosas) rondarían los 487 millones de dólares para una limpieza de TPH a 1.000 ppm y un máximo de 949 millones de dólares para una limpieza a 100 ppm de TPH. DCA estima que los posibles costos de remediación del agua subterránea en 210 pozos petrolíferos y 22 estaciones de producción rondaría como mínimo los 396 millones y como máximo los 911 millones de dólares para lograr remediar el agua subterránea y cumplir con el Estándar ecuatoriano de 0,325 mg/l de TPH. Por falta de información y datos, DCA no pudo estimar el rango de costos para remediar los sedimentos contaminados en masas acuáticas superficiales y áreas pantanosas. Por tanto, se estima que los costos totales para remediar los suelos y aguas subterráneas contaminadas oscilaría entre 883 y 1.860 millones de dólares.

Esta valoración fue realizada con información y datos entregados a DCA durante el plazo de su participación. La información y datos revisados por DCA representa una pequeña porción de los documentos preparados por especialistas en el tema y enviados al Tribunal. Los presupuestos usados por DCA y los costos de remediación estimados resultantes para esta valoración están sujetos a modificaciones originadas en futuras revisiones y análisis de la información y datos existentes, y/o a la producción de información y datos adicionales de futuras investigaciones. Las estimaciones de costos de remediación desarrolladas para esta valuación deben ser consideradas como estimaciones posibles y conceptuales únicamente. En caso de que se haya implementado un plan de acción de remediación (remedial action plan, RAP) final y se hayan iniciado actividades de remediación en todo el emplazamiento, los costos de remediación de los suelos y aguas subterráneas en el emplazamiento variarían significativamente entre un pozo y otro.

7.0 BIBLIOGRAFÍA

- American Petroleum Institute (API). 1999. Free-Product Recovery of Petroleum Hydrocarbon Liquids (Recuperación de producto libre de líquidos del hidrocarburo petróleo). Junio.
- Argonne National Laboratories. Drilling Waste Management Information System (Sistema de información de manejo de residuos de drenaje). URL: <http://web.ead.anl.gov/dwm/index/cfm>.
- Cabrera. 2008. Technical Summary Report (Resumen del informe técnico). Perito del Tribunal de Nueva Loja. Dictamen del perito. 24 de marzo.
- Cabrera. 2008. Technical Summary Report (Resumen del informe técnico). Anexo A: Summary of the Findings Resulting From the Physico-Chemical Characterization of the Area Under Study (Resumen de los hallazgos resultantes de la caracterización físico-química del área en estudio). 24 de marzo.
- Cabrera. 2008. Technical Summary Report (Resumen del informe técnico). Anexo C: Summary of Environmental Contamination Data in Addition to the Litigation Data (Resumen de los datos de contaminación medioambiental junto con los datos del caso). 24 de marzo.
- Cabrera. 2008. Technical Summary Report (Resumen del informe técnico). Anexo D: A Review of Ecuador's Environmental Quality Standards (Revisión de los estándares de calidad medioambiental de Ecuador). 24 de marzo.
- Cabrera. 2008. Technical Summary Report (Resumen del informe técnico). Anexo E: Maps and Charts (Planos y gráficos). 24 de marzo.
- Cabrera. 2008. Technical Summary Report (Resumen del informe técnico). Anexo G: Extrapolation of Sampling Results to All Sites Within the Concession (Extrapolación de los resultados de las muestras a todos los pozos durante la concesión). 24 de marzo.
- Cabrera. 2008. Technical Summary Report (Resumen del informe técnico). Apéndice H: History and Inventory of Waste Pits Opened for Texpet Operations in Ecuadorian Amazonia (Historia e inventario de las fosas residuales abiertas para las operaciones de Texpet en la región amazónica ecuatoriana).
- Cabrera. 2008. Technical Summary Report (Resumen del informe técnico). Apéndice I: Recorded Spills (Derrames registrados). 24 de marzo.
- Cabrera. 2008. Technical Summary Report (Resumen del informe técnico). Anexo N: Soil Remediation Costs (Costos de remediación del suelo). 24 de marzo.
- Cabrera, 2008. Expert Report of Richard Stalin Cabrera Vega, Expert for the Court of Nueva Loja (Informe del Perito Richard Stalin Cabrera Vega, perito del Tribunal de Nueva Loja). Noviembre.
- Energy & Ecology Business (Asuntos energéticos y ecológicos). 2010. "Amazon Defense Coalition: Ecuador Court Invites Final Submissions on Damages in Chevron Environmental Lawsuit" (Coalición de

defensa del Amazonas: El Tribunal de Ecuador solicita las entregas finales sobre daños en el caso medioambiental de Chevron). 27 de agosto.

Fugro International, Inc. 1995. Nota para Richard Veiga, Texaco, de Roy Roberts. Asunto: Produced Water Discharge Volume (Volumen de descarga de agua producida). 1 de enero.

Fugro-McClelland. 1992. Nota interna de Simon Poulter a Mike Gallagher. Asunto: Response to Questions (Respuesta a las preguntas). 17 de abril.

Fugro-McClelland. 1992. Final: Environmental Field Audit for Practices 1964-1990, Petroecuador-Texaco Consortium, Oriente, Ecuador (Auditoría medioambiental de campo para prácticas llevadas a cabo entre 1964 y 1990), Consorcio Petroecuador-Texaco, Oriente, Ecuador. Preparado para Texaco Petroleum Company. Octubre.

HBT Agra. 1993. Borrador: Environmental Audit and Assessment of the Petroecuador-Texaco Consortium Oil Fields (Auditoría medioambiental y evaluación de los campos petrolíferos del consorcio Petroecuador-Texaco). Volumen I: Informe de auditoría medioambiental. Apéndices A-J. Preparados para el Consorcio Petroecuador-Texaco. Octubre.

Consejo interestatal normativo y de tecnologías (Interstate Technology and Regulatory Council, ITRC). 2009. Evaluating LNAPL Remedial Technologies for Achieving Project Goals (Evaluación de las tecnologías de remediación de LNAPL para alcanzar los objetivos del proyecto). Diciembre.

Medios de RS. 2008. Heavy Construction Cost Data (Datos de costos de construcción pesada). 22^{da} Edición anual.

SDNY. 2010. Tribunal de Distrito de los Estados Unidos, Distrito Sur de Nueva York. Notificación de petición. República de Ecuador contra Chevron Corporation y Texaco Petroleum Corporation. Caso N.º 1:09-cv-9958-LBS. 19 de enero.

Strauss Consulting Inc. 2008. Comentarios sobre el Informe del Perito designado por el Tribunal, Richard Cabrera Vega, en el Caso de Maria Aguinda y Otros contra Chevron Corp. 1 de Diciembre.

Texaco. [Sin fecha]. Texpet's Remediation and Revegetation of Oilfield Pits in the Ecuadorian Amazon (Remediación y revegetación de las fosas petroleras en el área amazónica ecuatoriana). URL: http://www.texaco.com/sitelets/ecuador/docs/texaco_ecuador_remediation_en.pdf. Último acceso el 23 de agosto de 2010.

Agencia de Protección Medioambiental de los EE. UU. (U.S. Environmental Protection Agency, U.S. EPA). 2002. Groundwater Remedies Selected at Superfund Sites (Remediaciones seleccionadas de aguas subterráneas en sitios de Superfund). EPA-542-R-01-022. Enero.

Agencia de Protección Medioambiental de los EE. UU. (U.S. Environmental Protection Agency, U.S. EPA). 2001. Cost Analyses for Selected Groundwater Cleanup Projects: Pump and Treat Systems and Permeable Reactive Barriers (Análisis de costos para proyectos de saneamiento de aguas subterráneas

seleccionadas: sistemas de tratamiento y bombeo y barreras de reactivos permeables). EPA 542-R-00-013. Febrero.

Agencia de Protección Medioambiental de los EE. UU. (U.S. Environmental Protection Agency, U.S. EPA). 2000. A Guide to Developing and Documenting Cost Estimates During the Feasibility Study (Guía para desarrollar y registrar estimaciones de costos durante un estudio de viabilidad). OSWER N.º 9355.0-75. Julio.

Agencia de Protección Medioambiental de los EE. UU. (U.S. Environmental Protection Agency, U.S. EPA). 1999. Monitored Natural Attenuation of Petroleum Hydrocarbons (Atenuación natural controlada de hidrocarburos del petróleo). EPA/600/F-98/021. Mayo.

Agencia de Protección Medioambiental de los EE. UU. (U.S. Environmental Protection Agency, U.S. EPA). 1999. Groundwater Cleanup: Overview of Operating Experience at 28 Sites (Saneamiento de aguas subterráneas: descripción general de las experiencias operativas en 28 pozos). EPA 542-R-99-006. Septiembre.

Agencia de Protección Medioambiental de los EE. UU. (U.S. Environmental Protection Agency, U.S. EPA). 1998. Guidance for Conducting Remedial Investigations and Feasibility Studies Under CERCLA (Pautas para realizar investigaciones de remediación y estudios de viabilidad en virtud de CERCLA). EPA/540/G-89/004. Directiva de OSWER 9355.3-01. Octubre.

U.S. Federal Remediation Technologies Roundtable (FRTR) (Mesa redonda sobre tecnologías de remediación federales de los EE. UU.). URL: <http://www.frtr.gov>

U.S. Geological Survey (USGS) (Estudio geológico de los EE. UU.). 1998. Planilla de datos. Groundwater Contamination by Crude Oil near Bemidji, Minnesota (Contaminación de aguas subterráneas causada por petróleo crudo cerca de Bemidji, Minnesota). Septiembre.

Woodward-Clyde. 2000. Remedial Action Project, Oriente Region, Ecuador (Proyecto de acción de remediación, Región oriental, Ecuador). Informe final. Volumen I de II. Preparado para Texaco Petroleum Company. Mayo.

FIGURAS

Figura 1



Ubicación del área de concesión de Texpet-Petroecuador



Figura 3: Estación de Producción de Shushufindi Sur

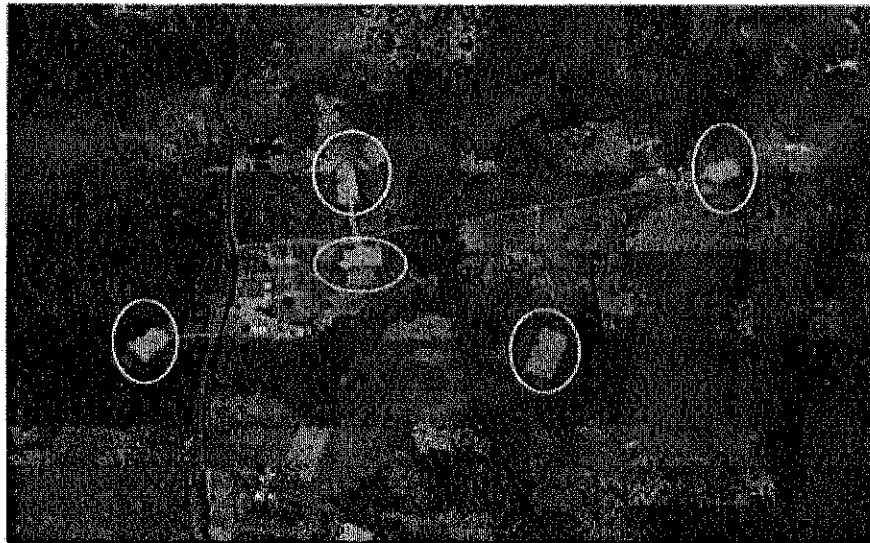


Figura 4: emplazamiento de los pozos petrolíferos en torno a la Estación de Producción de Shushufindi Norte

(Fuente: Google Earth: fecha de las imágenes: 6 feb. 2007)

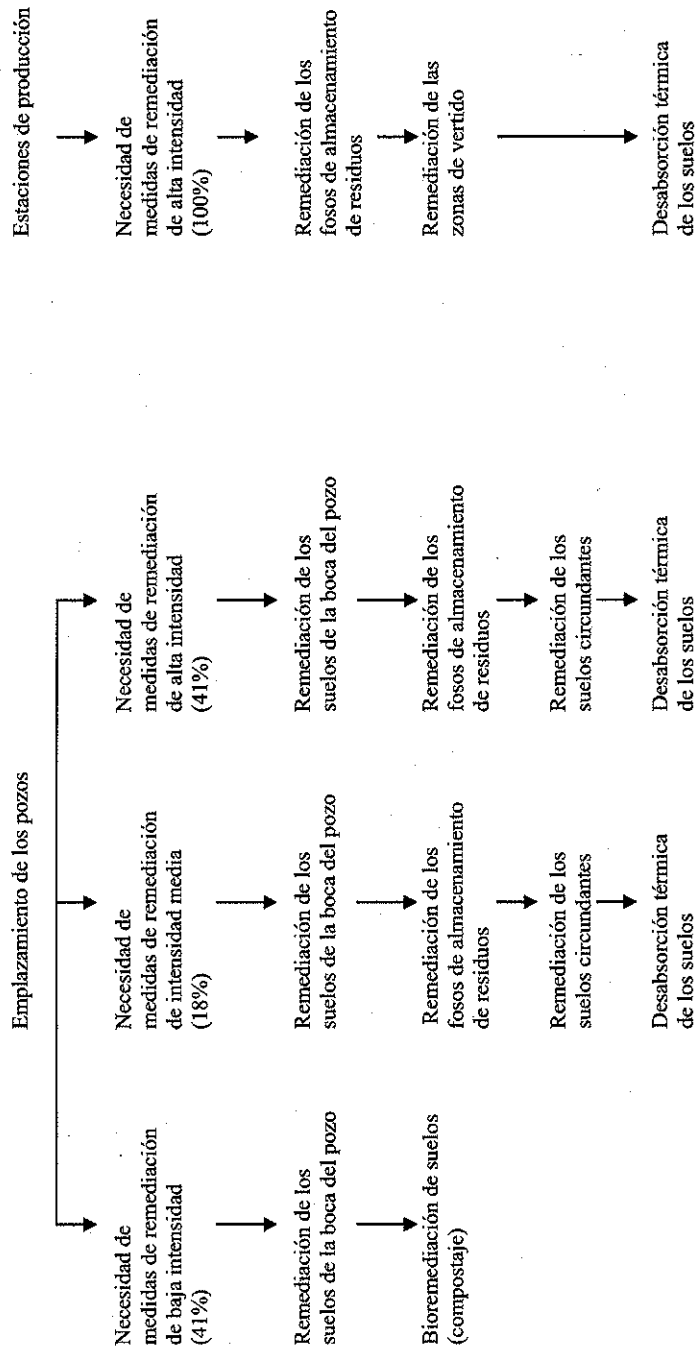
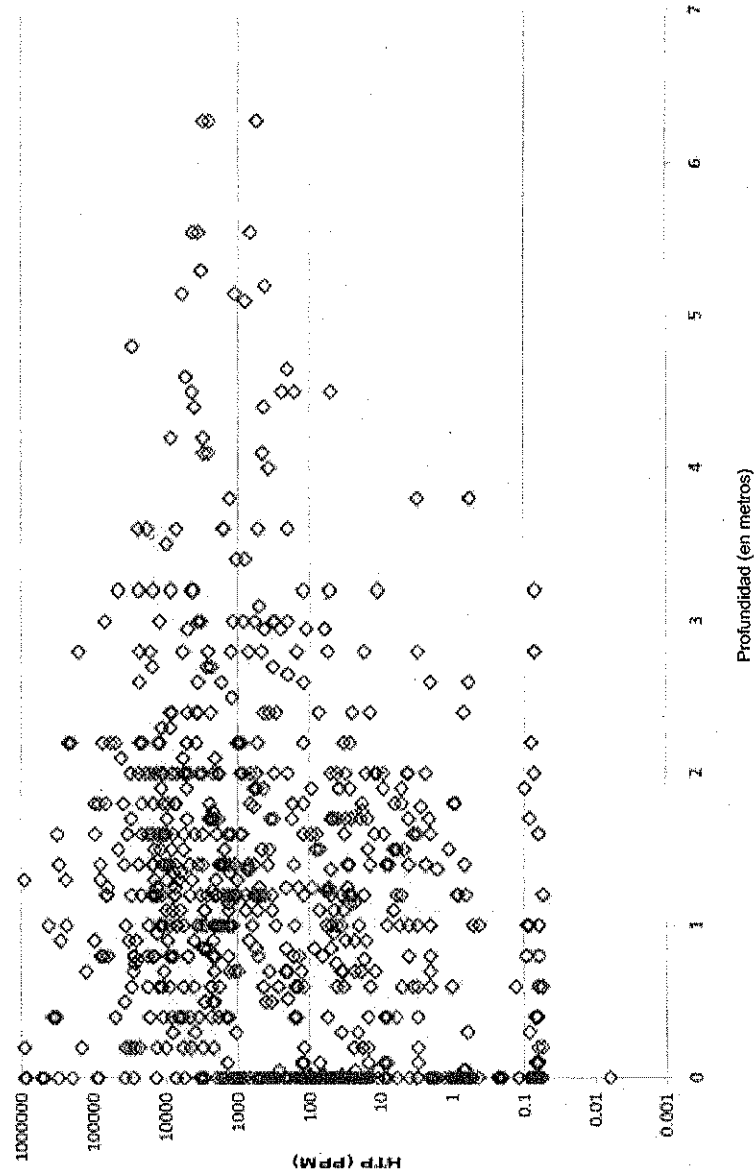


Figura 5
Modelo conceptual de remediación
de los emplazamientos de los pozos y de las estaciones de producción

Figura 6: concentraciones edáficas de hidrocarburos totales de petróleo (HTP) con relación a la profundidad¹



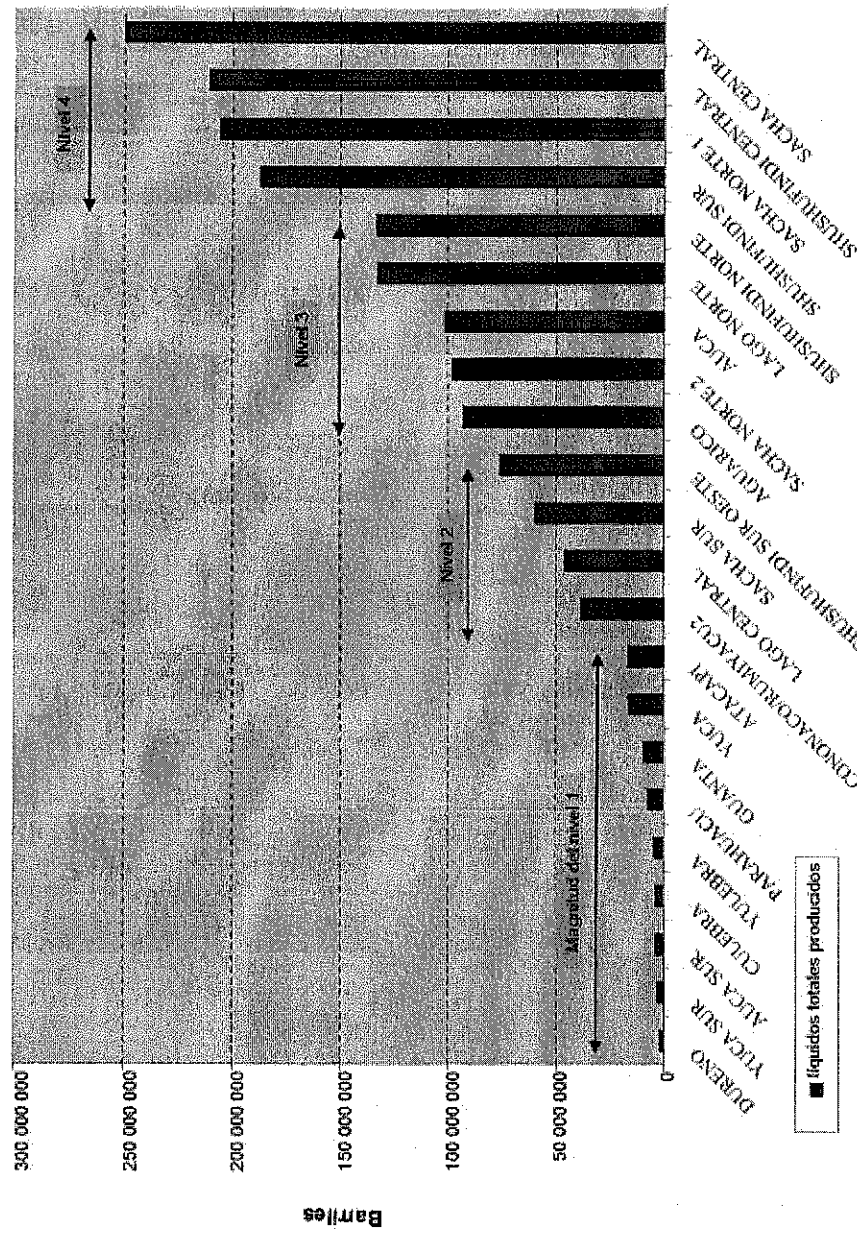
¹ Fuente: muestras edáficas tomadas durante las inspecciones judiciales. Los datos comprenden los resultados referentes a los HTP, los HTP en el rango de diésel y los HTP en el rango de la gasolina, se han excluido aquellas muestras cuya designación no indicaba su procedencia de un pozo.

Figura 7: líquidos totales generados en 22 estaciones de producción y nivel de contaminación asignado

Estación	Producción de agua (en barriles) ¹	Producción de petróleo (en barriles) ¹	Líquidos totales (en barriles)	Nivel de contaminación asignado
DURENO	285 954	1 306 174	1 592 128	1
YUCA SUR	1 252 506	1 280 969	2 533 475	1
AUCA SUR	1 537 730	1 738 649	3 276 379	1
CULEBRA	563 464	2 789 854	3 353 318	1
YULEBRA	99 110	3 916 112	4 015 222	1
PARAHUACU	132 509	6 993 351	7 125 860	1
GUANTA	525 845	8 600 809	9 126 654	1
YUCA	3 300 392	12 993 928	16 294 320	1
ATACAPI	3 600 312	12 955 486	16 555 798	1
CONONACO/RUMIYACU ²	5 048 162	33 281 476	38 329 638	2
LAGO CENTRAL	12 761 672	32 854 705	45 616 377	2
SACHA SUR	25 098 225	34 340 115	59 438 340	2
SHUSHUFINDI SUR OESTE	13 257 646	62 535 000	75 792 646	2
AGUARICO	14 527 128	78 148 850	92 675 978	3
SACHA NORTE 2	28 875 229	68 805 731	97 680 960	3
AUCA	19 058 653	82 151 133	101 209 786	3
LAGO NORTE	48 590 971	83 771 350	132 362 321	3
SHUSHUFINDI NORTE	7 653 355	125 201 951	132 855 306	3
SHUSHUFINDI SUR	13 494 028	173 554 667	187 048 695	4
SACHA NORTE 1	77 665 809	127 907 742	205 573 551	4
SHUSHUFINDI CENTRAL	18 080 960	192 543 038	210 623 998	4
SACHA CENTRAL	83 836 440	165 269 820	249 106 260	4

¹ Tomado de Cabrera, Apéndice F, Tabla 8
² Suposición de la producción obtenida en Cononaco

Figura 8: asignación de magnitud relativa de contaminación de aguas subterráneas en las estaciones de producción



Fuente: Informe Cabrera, Apéndice F, Tabla 8: panorama de la producción de Texaco

