

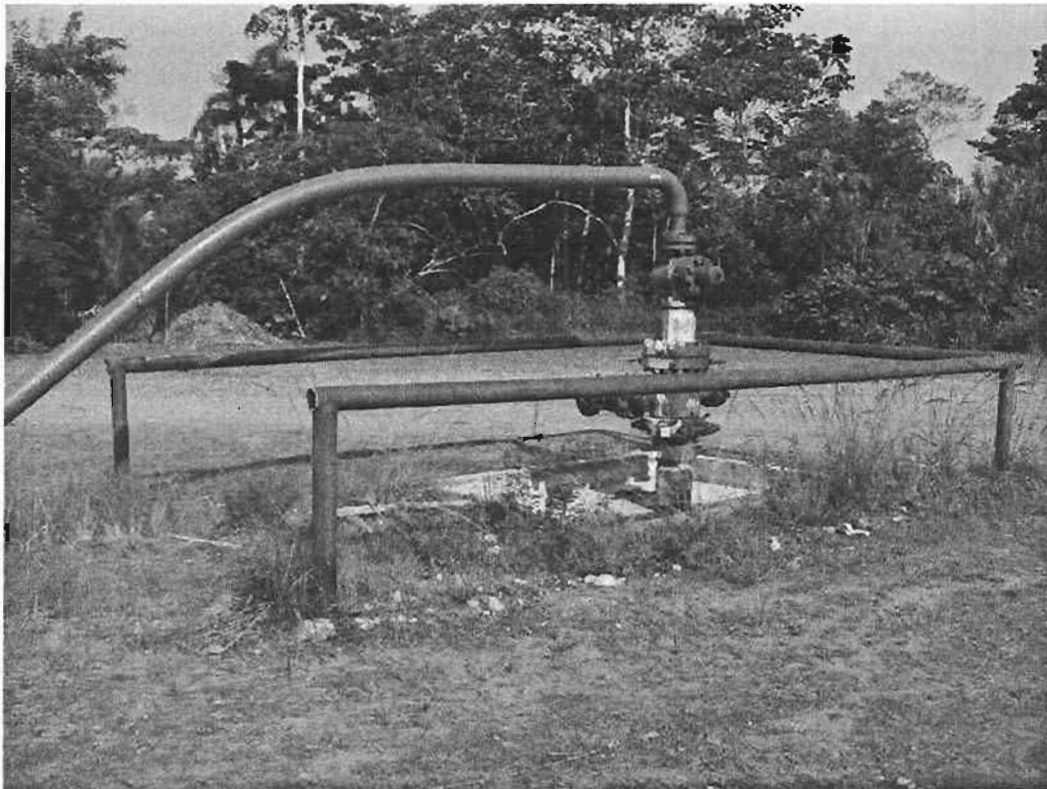
---

**OPINIÓN EXPERTA DE JOHN A. CONNOR, P.E., P.G., B.C.E.E.,  
CON RESPECTO A LAS ACTIVIDADES DE REMEDIACIÓN Y  
LAS CONDICIONES AMBIENTALES EN LA ANTIGUA  
CONCESIÓN PETROECUADOR-TEXACO,  
REGIÓN ORIENTE, ECUADOR**

---

**María Aguinda y Otros vs. ChevronTexaco Corporation  
Corte Superior de Justicia, Nueva Loja, Ecuador  
Juicio No. 002-2003**

---



**Emitido: 16 de Septiembre de 2010**

**Volumen 1 de 4**



**GSI Environmental Inc.**

2211 Norfolk, Suite 1000, Houston, Texas 77098-4054 tel. 713.522.6300

**OPINIÓN EXPERTA DE JOHN A. CONNOR, P.E., P.G., B.C.E.E., CON RESPECTO A LAS ACTIVIDADES DE REMEDIACIÓN Y LAS CONDICIONES AMBIENTALES EN LA ANTIGUA CONCESIÓN PETROECUADOR-TEXACO, REGIÓN ORIENTE, ECUADOR**

**Tabla de Contenidos**

<b>1.0 RESUMEN EJECUTIVO.....</b>	<b>1</b>
1.1 Formación Profesional y Experiencia .....	1
1.2 Alcance de la Investigación .....	2
1.3 Resumen de Opiniones .....	6
<b>2.0 ANTECEDENTES TÉCNICOS.....</b>	<b>16</b>
2.1 Generalidades sobre Prácticas de Gestión Ambiental para Operaciones Petroleras.....	16
2.1.1 Uso de Piscinas en Tierra.....	17
2.1.2 Manejo de Agua de Producción.....	24
2.1.3 Combustión de Gas Natural en Mecheros .....	29
2.1.4 Auditorias Ambientales de las Operaciones de la Antigua Concesión, 1992 - 1993.....	31
2.2 Resumen del Programa de Remedación de Texpet, 1995 a 1998 .....	33
2.2.1 Historial del Desarrollo del Campo Petrolero en la Concesión Petroecuador-Texaco.....	33
2.2.2 Memorando de Entendimiento, Diciembre 1994 .....	34
2.2.3 Contrato y Alcance del Trabajo para el Proyecto de Remedación de Texpet, Mayo 1995 .....	36
2.2.4 Investigación de los Sitios de Remedación, Julio 1995 .....	36
2.2.5 Plan de Acción de Remedación, Septiembre 1995.....	36
2.2.6 Implementación del Proyecto de Remedación por Texpet, 1995 - 1998.....	38
2.3 Antecedentes de los Criterios de Remedación de Suelos .....	39
2.3.1 Análisis de HTP en Suelos .....	40
2.3.2 Análisis de HTP en Lixiviados de Suelos Mediante el Método TCLP.....	42
2.3.3 Muestreo de Suelos Compuesto versus Individual.....	44
2.4 Investigaciones Ambientales de los Sitios Remedados por Texpet, 2003 – 2009.....	45
2.4.1 Localizaciones y Alcance de las Investigaciones, 2003 - 2009 .....	45
2.4.2 Base de Datos de Resultados de Análisis Ambientales, 2003 - 2009 .....	46
2.5 Evaluación de Riesgos para la Salud Humana y el Ambiente .....	50
<b>3.0 OPINIONES CON RESPECTO AL PROGRAMA DE REMEDIACIÓN DE TEXPET Y LAS CONDICIONES AMBIENTALES ACTUALES.....</b>	<b>59</b>
<b>4.0 CONCLUSIONES .....</b>	<b>89</b>
<b>5.0 DOCUMENTOS CITADOS.....</b>	<b>90</b>

**TABLAS**

Table 1A: Summary of Texpet Remediation Program: Pits and Spills

Table 1B: Summary of Texpet Remediation Program: Affected Soil Areas

**OPINIÓN EXPERTA DE JOHN A. CONNOR, P.E., P.G., B.C.E.E., CON RESPECTO A  
LAS ACTIVIDADES DE REMEDIACIÓN Y LAS CONDICIONES AMBIENTALES EN  
LA ANTIGUA CONCESIÓN PETROECUADOR-TEXACO, REGIÓN ORIENTE,  
ECUADOR**

**Tabla de Contenidos**

Table 1C:	Summary of Texpet Remediation Program: Produced Water Systems
Table 1D:	Summary of Texpet Remediation Program: Well Plugging and Abandonment
Table 1E:	Summary of Texpet Remediation Program: Containment Dikes
Table 2A:	Summary of Sites and RAP Items Inspected by J. Connor and/or others on Behalf of Chevron, 2003-2009
Table 2B:	Summary of Sites Operated by Texpet in the Former Concession Area
Table 2C:	Oilfield Sites Inspected by J. Connor and/or others on Behalf of Chevron, 2003 – 2009
Table 2D:	Findings of Inspections by Experts for Chevron: Confirmation of Remediated Items at RAP Sites
Table 3:	Summary of Sampling and Testing Programs Conducted by Various Parties in the Former Concession Area: 1995 - 2009
Table 4:	Summary of Soil Samples Collected by Various Parties in the Former Concession Area, 1995 - 2009
Table 5:	Summary of Test Results for All Parties: Soil vs. RAP Cleanup Criteria – Pits and Spills at RAP Sites
Table 6A:	Samples Collected from RAP Remediated Pits with Exceedances of the RAP Soil TPH Limit (5000 mg/Kg) – All Sampling Parties
Table 6B:	Detailed Backup Data for Average TPH Concentrations from RAP Remediated After March 20, 1997 Exceeding the RAP Soil TPH Limit (5000 mg/Kg) – All Sampling Parties
Table 6C:	Average TPH Concentrations from RAP Pits Remediated Pits After March 20, 1997 Exceeding the RAP Soil TPH Limit (5000 mg/Kg) – All Sampling Parties
Table 7:	Health-Based Screening Levels for Petroleum Hydrocarbons and Metals Used for Evaluation of Soil and Water in Former Petroecuador-Texpet Concession
Table 8A:	Summary of Chevron Data Solid Samples: Soils, Sediments, and other Solids
Table 8B:	Detailed Back-Up Data / Summary of Chevron Data Solid Samples: Soils, Sediments, and other Solids
Table 8C:	Detailed Back-Up Data / Summary of Chevron Data Solid Samples: Sediments, and other Solids Location Description
Table 8D:	Risk Assessment / Summary of Chevron Data Solid Samples: Soils, Sediments, and other Solids
Table 9A:	Summary of Chevron Data: Water Samples
Table 9B:	Detailed Back-Up Data / Summary of Chevron Data: Water Samples
Table 9C:	Detailed Back-Up Data Summary of Chevron Data: Water Samples Location Description
Table 9D:	Risk Assessment / Summary of Chevron Data: Water Samples
Table 10A:	Summary of Data of other Parties Solid Samples: Soils, Sediments, and other Solids
Table 10B.1:	Detailed Back-Up Data / Summary of Data of other Parties Solid Samples: Soils, Sediments, and other Solids
Table 10B.2:	Detailed Back-Up Data (Comparison with Chevron Data) / Summary of Data of other Parties Solid Samples: Soils, Sediments, and other Solids

**OPINIÓN EXPERTA DE JOHN A. CONNOR, P.E., P.G., B.C.E.E., CON RESPECTO A  
LAS ACTIVIDADES DE REMEDIACIÓN Y LAS CONDICIONES AMBIENTALES EN  
LA ANTIGUA CONCESIÓN PETROECUADOR-TEXACO, REGIÓN ORIENTE,  
ECUADOR**

**Tabla de Contenidos**

Table 10C:	Detailed Back-Up Data / Summary of Data of other Parties Solid Samples: Soils, Sediments, and other Solids
Table 11A:	Summary of Data of other Parties: Water Samples
Table 11B.1:	Detailed Back-Up Data / Summary of other Parties: Water Samples
Table 11B.2:	Detailed Back-Up Data (Comparison with Chevron Data) / Summary of Data of other Parties: Water Samples
Table 11C:	Detailed Back-Up Data / Summary of Data of other Parties: Water Samples
Table 12A:	Summary of Data of other Parties: Liquids from Open Boreholes, Excavations, or Pits
Table 12B:	Detailed Back-Up Data / Summary of Data of other Parties: Liquids from Open Boreholes, Excavations, or Pits
Table 12C:	Detailed Back-Up Data / Summary of Data of other Parties: Liquids from Open Boreholes, Excavations, or Pits
Table 13A:	Summary of Pit Sediment Samples (All Parties)
Table 13B:	Detailed Back-Up Data / Summary of Pit Sediment Samples (All Parties)
Table 13C:	Risk Assessment / Summary of Pit Sediment Samples (All Parties)
Table 14A:	Summary of Soil Samples Collected by Consultants to the Fiscalía General
Table 14B:	Soil Samples from Consultants to the Fiscalía General: Soil vs. RAP Cleanup Criteria – Pits and Spills at RAP Sites
Table 14C:	Samples Collected from RAP Pits Remediated After March 20, 1997 with Exceedances of the RAP Soil TPH Limit (5000 mg/Kg) - Consultants To The Fiscalía General
Table 14D:	Average TPH Concentrations from RAP Pits Remediated After March 20, 1997 Exceeding the RAP Soil TPH Limit (5000 mg/Kg) - Consultants to the Fiscalía General
Table 14E:	Samples from Other Parties at Pits With Possible Exceedances of the RAP Soil TPH Limit (5000 mg/Kg) - Controller General's Soil Samples
Table 15A:	Summary of Data by Consultants to the Fiscalía General
Table 15B:	Detailed Back-Up Data / Summary of Data by Consultants to the Fiscalía General: Liquids from Open Boreholes, Excavations, or Pits
Table 15C:	Detailed Back-Up Data / Summary of Data by Consultants to the Fiscalía General: Liquids from Open Boreholes, Excavations, or Pits

**FIGURAS**

Figura 1:	Investigaciones Ambientales de Sitios RAP y No-RAP, 2003 – 2009
Figura 2:	Proyecto de Remediación de Texpet, 1995 – 1998: Implementación y Verificación
Figura 3:	Ejemplo de los Registros Fotográficos de Texpet para Remediación de Piscinas: Antes y Después de la Remediación, 1995 - 1996
Figura 4:	Agua de Producción de Pozos de Petróleo y Gas
Figura 5:	Uso de Piscinas en Tierra en Perforación y Producción de Pozos Petroleros
Figura 6:	Número de Piscinas en Tierra Usadas en Campos Petroleros en los Estados Unidos: 1980's hasta el Presente
Figura 7:	Fotos Recientes de Piscinas Petroleras en Tierra en Uso Activo en los Estados Unidos

**OPINIÓN EXPERTA DE JOHN A. CONNOR, P.E., P.G., B.C.E.E., CON RESPECTO A  
LAS ACTIVIDADES DE REMEDIACIÓN Y LAS CONDICIONES AMBIENTALES EN  
LA ANTIGUA CONCESIÓN PETROECUADOR-TEXACO, REGIÓN ORIENTE,  
ECUADOR**

**Tabla de Contenidos**

Figura 8:	Fotos Recientes de Piscinas Petroleras en Tierra en Uso Activo en Ecuador
Figura 9A:	Volumen de Agua de Producción Descargada Costa Adentro en América del Norte: 1963 – 2008
Figura 9B:	Volumen de Agua de Producción Descargada Costa Adentro en el Mundo: 2003 - 2008
Figura 10:	Volúmenes y Manejo de Agua de Producción en la Antigua Concesión Petroecuador-Texaco: 1990 – 2005
Figura 11:	Resultados de Análisis de Agua Superficial en la Antigua Concesión: 2004 – 2008
Figura 12:	Volúmenes de Gas Natural Asociado Quemado en Mecheros en Varias Regiones del Mundo en el 2008
Figura 13:	Cronología del Proyecto de Remediación de Texpet y Eventos Asociados
Figura 14:	Producción de Petróleo y Gas en la Región Amazónica de Ecuador, 2008
Figura 15:	Proceso General para Remediación de Piscinas Especificado en el Plan de Acción de Remediación (RAP)
Figura 16:	Criterios de Limpieza de Suelos: HTP y TCLP
Figura 17:	Límites de HTP para Suelos Usados en el RAP de Texpet versus Actuales Criterios de Limpieza Prevalente en la Industria Petrolera
Figura 18:	Composición de los Programas de Muestreo de Suelos Según Sitios RAP y No-RAP
Figura 19:	Proceso de Evaluación de Riesgos para Sitios Impactados por Descargas Químicas
Figura 20:	Contenido de HTP de Productos Domésticos
Figura 21:	Derivación de Niveles de Evaluación Basados en Salud
Figura 22:	Límites de Riesgo Permitidos Usados para el Desarrollo de Niveles de Evaluación Basados en Salud
Figura 23:	Potenciales Rutas de Exposición de Seres Humanos a Materiales Afectados Consideradas en la Evaluación de Riesgos
Figura 24:	Proceso de Inspección y Aprobación del Gobierno de Ecuador para el Proyecto de Texpet (1995 – 1998)
Figura 25:	Fotografías Recientes (2004 - 2005) de Antiguas Localizaciones de Piscinas Remediadas por Texpet en el Periodo entre 1996 y 1997
Figura 26:	Resumen de las Condiciones de las Piscinas/Derrames Observadas Durante las Investigaciones de Sitios RAP, 2003 – 2009
Figura 27:	Resumen de los Resultados de Análisis de Suelos para Piscinas Remediadas en Sitios RAP, 2004 – 2009
Figura 28:	Fotografías Recientes (2007 – 2008) de Piscinas y Derrames No-RAP Presentes en el Área de la Antigua Concesión
Figura 29:	Resumen de la Evaluación Basada en Riesgo de Efectos para los Seres Humanos de los Resultados de Análisis de los Peritos Nominados en Representación de Chevron
Figura 30:	Resultados del Muestreo y Análisis de Agua para Consumo en la Antigua Concesión (2004 - 2009)
Figura 31:	Inspecciones Realizadas en Representación de la Fiscalía General de Ecuador
Figura 32:	Evaluación de la Información de Sitio Presentada por el Contralor General

---

**OPINIÓN EXPERTA DE JOHN A. CONNOR, P.E., P.G., B.C.E.E., CON RESPECTO A  
LAS ACTIVIDADES DE REMEDIACIÓN Y LAS CONDICIONES AMBIENTALES EN  
LA ANTIGUA CONCESIÓN PETROECUADOR-TEXACO, REGIÓN ORIENTE,  
ECUADOR**

**Tabla de Contenidos**

**ADJUNTOS VOLUMEN 2 y 4**

- Attachment A Curriculum Vitae for J. Connor, P.E., P.G., B.C.E.E.
- Attachment B Tabulation of Task Specification, Completion, Verification, and Approval for Texpet Remediation Program, 1995 – 1998
- Attachment C Tabulation of Sample Test Results for Remediation Confirmation Samples by Woodward-Clyde, Inc., 1995 – 1998
- Attachment D Summary of Approval Actas Issued by GOE for Texpet Remediation Program, 1995 – 1998
- Attachment E Environmental Database of Test Results by All Parties, 2004 – 2009

**ADJUNTOS VOLUMEN 3 y 4**

- Attachment F Photographic Record of Texpet Remediation Sites

## Glosario de Términos Seleccionados Usados en Este Informe

- **Sitio:** El espacio físico de una instalación petrolera, como por ejemplo, un pozo petrolero o de gas, una estación de producción, o una refinería.
- **Ítem RAP:** Una tarea y una localización que fue especificada en los términos del Plan de Acción de Remediación (RAP), emitido en Septiembre de 1995, y/o requerida por las subsecuentes modificaciones y adiciones al programa de remediación de Texpet especificado por el Gobierno de Ecuador y Petroecuador en el periodo entre 1995 y 1998. Los ítemes RAP incluyen cierre de piscinas específicas en pozos específicos; remediación de suelos afectados en pozos y estaciones de producción específicas; taponamiento y abandono de pozos específicos; provisión de equipos, trabajo, y/o financiamiento para la instalación de equipos de re-inyección de agua de producción en estaciones de producción específicas; y diseño, instalación, y/o financiación de diques de contención secundarios para sistemas de tanques en estaciones de producción específicas.
- **Sitio RAP:** Sitio para el cual se requirieron uno o más ítemes RAP bajo los términos del Plan de Acción de Remediación y/o las subsecuentes modificaciones y adiciones al programa de remediación de Texpet especificado por el Gobierno de Ecuador y Petroecuador.
- **Sitio No-RAP:** Un sitio en el que no se requirieron ítemes RAP ni en los términos del Plan de Acción de Remediación (RAP) ni en los términos de las subsecuentes modificaciones y adiciones al programa de remediación de Texpet especificadas por el Gobierno de Ecuador y Petroecuador.
- **Criterio de Remediación Aplicable:** Los estándares numéricos para limpieza de suelos que eran aplicables al proyecto de remediación de Texpet en el momento en el que se llevó a cabo el trabajo de remediación, como se especifica en el Plan de Acción de Remediación (RAP) o las subsecuentes modificaciones emitidas por el Gobierno de Ecuador (GOE) y Petroecuador. Específicamente, para todas las acciones de remediación llevadas a cabo por Texpet en piscinas o suelos afectados antes del 20 de Marzo de 1997, el criterio de remediación aplicable era un resultado menor de 1000 mg/L en el análisis del contenido de Hidrocarburos Totales de Petróleo (HTP) de una muestra de lixiviado de suelo preparada a partir de una muestra compuesta de suelos tratados de acuerdo con el Procedimiento de Toxicidad Característica de Lixiviados (TCLP, por sus siglas en inglés). Para los trabajos de remediación llevados a cabo después del 20 de Marzo de 1997, cuando el Acta 12 fue emitida por el GOE y Petroecuador, se aplicó un criterio adicional para la remediación de piscinas y suelos afectados, es decir, un contenido de HTP de menos de 5000 mg/kg en una muestra compuesta de suelos tratados.
- **Análisis de Hidrocarburos Totales de Petróleo (HTP):** Prueba de laboratorio que mide el contenido total de hidrocarburos de petróleo en una muestra de suelo, típicamente en unidades de miligramos (mg) de petróleo por kilogramo de suelo. Se usan varios métodos de laboratorio para análisis de HTP en suelos, con el fin de medir las diferentes fracciones del petróleo (por ejemplo, Orgánicos en el Rango de Gasolina [GRO, por sus siglas en inglés], Orgánicos en el Rango de Diesel [DRO, por sus siglas en inglés], y Orgánicos en el Rango de Aceite [ORO, por sus siglas en

inglés]). Adicionalmente, los métodos de laboratorio pueden diferir significativamente en términos de su precisión y exactitud relativa. Por ejemplo, el Método 8015 de la USEPA (Agencia de Protección Ambiental de los Estados Unidos, por sus siglas en inglés), un método de cromatografía de gases, ha demostrado producir valores estimados más confiables del contenido de petróleo en los rangos GRO, DRO, y ORO, mientras que el Método 418.1, el cual emplea un detector infrarrojo, generalmente sobrestima en gran medida el contenido de HTP en suelos y agua, debido a la errónea identificación de material orgánico natural (por ejemplo, material vegetal en descomposición) como petróleo.

- **Procedimiento de Toxicidad Característica de Lixiviados (TCLP):** Procedimiento para pruebas de laboratorio desarrollado por la USEPA (Método 1311) usado para derivar una muestra de "lixiviado" de un material sólido, como un material de desperdicio o una muestra de suelo, mediante la mezcla del material con agua ácida, la permanencia de la mezcla en reposo durante varias horas, y la filtración de la mezcla para extraer una muestra de agua, conocida como "lixiviado". Los contaminantes solubles en agua se desprenden del material sólido y pasan al agua tal cual como el té se disuelve desde una bolsa de té hacia el agua. La muestra de lixiviado resultante puede entonces ser analizada para los químicos de interés para así determinar el grado en el cual el suelo o material de desperdicio podría potencialmente liberar estos químicos durante un proceso de lixiviación en la "vida real", como por ejemplo, la infiltración de agua lluvia a través de suelos afectados por petróleo.
- **Muestra de Suelo Compuesta:** Muestra de suelo que es preparada mediante la mezcla de muestras de suelo individuales recolectadas de múltiples localizaciones o profundidades con el fin de producir una muestra que sea representativa de las condiciones promedio dentro del área de interés. Para el propósito del proyecto de remediación de Texpet, el RAP especificaba que se debían recolectar muestras de suelo individuales de 5 localizaciones en la base de la piscina remediada, es decir, las 4 esquinas y el centro del área tratada, las cuales debían ser mezcladas para formar una única muestra compuesta para análisis de laboratorio de los criterios de remediación aplicables.
- **Agua Subterránea:** Agua que se encuentra por debajo de la superficie del terreno en los poros o las fracturas del suelo o depósitos de rocas en profundidades inferiores a la "tabla de agua", es decir, la profundidad a la cual estos espacios porosos están totalmente saturados con agua.
- **Agua Superficial:** Agua que fluye o se acumula sobre la superficie del terreno en cuerpos de agua naturales o artificiales, como arroyos, ríos, lagos, o lagunas
- **Agua de Producción:** Agua subterránea originaria de una formación geológica que se extrae junto con el petróleo crudo o el gas natural en un pozo de gas y petróleo. Los pozos de petróleo y gas comúnmente producen una mezcla de petróleo, agua de producción, y gas natural, y estos tres flujos deben ser separados antes del procesamiento del petróleo crudo y el gas natural. El "Agua de producción" es agua que, en muchos casos, ha permanecido en la formación geológica por muchos miles de años y que puede ser moderada a altamente salina como resultado de la disolución lenta y a través del tiempo de minerales de sal de la formación de suelo o roca. Hoy en día, en los campos en los que se genera agua de producción altamente



salina, el agua de producción es comúnmente desechada mediante la reinyección en la formación geológica de la que provino o en otra formación que contenga agua altamente salina.

- **Agua para Consumo:** Un suministro de agua doméstico o público que se usa para el consumo humano. El agua de consumo se puede obtener de pozos de agua caseros, corrientes de agua superficial locales, sistemas de distribución de agua locales, o suministros públicos de agua. Los recursos de agua que pueden ser usados para propósitos diferentes al consumo (agricultura, industrial, etc.) no se consideran fuente de agua de consumo.
- **Petróleo Crudo Degradado:** Petróleo crudo que ha estado expuesto a los elementos del medio ambiente (viento, sol, lluvia, calor, bacterias, etc.) por el tiempo suficientemente para provocar cambios en su composición y características físico-químicas iniciales. Específicamente, el crudo degradado tiende a perder algunos o todos los hidrocarburos de petróleo más volátiles, solubles en agua, y biodegradables, dejando tan solo las porciones más pesadas, viscosas, e insolubles del petróleo crudo, como son las resinas y los materiales asfálticos, los cuales son relativamente inmóviles en el suelo y el agua.
- **USEPA:** La Agencia para la Protección Ambiental de los Estados Unidos (USEPA, por sus siglas en inglés) es la agencia federal de regulación ambiental en los Estados Unidos que esta encargada de proteger la salud humana y salvaguardar el ambiente natural (aire, agua, tierra). La USEPA desarrolla y hace cumplir las regulaciones ambientales nacionales y emite guías técnicas con respecto a un amplio rango de asuntos científicos, incluyendo evaluaciones de riesgo ambiental, muestreo y pruebas de laboratorio, y remediación ambiental.
- **OMS:** La Organización Mundial de la Salud (OMS) fue establecida en 1948 por las Naciones Unidas para desempeñar una función de liderazgo en los asuntos sanitarios mundiales, configurar la agenda de las investigaciones en salud, establecer normas, articular opciones de política basadas en la evidencia, prestar apoyo técnico a los países y vigilar las tendencias sanitarias mundiales.
- **ASTM International:** La Sociedad Americana de Pruebas y Materiales Internacional (ASTM, por sus siglas en inglés), fundada en 1898, es una organización que desarrolla estándares voluntarios y provee estándares técnicos para un amplio rango de materiales, productos, y servicios, incluyendo guías técnicas para investigaciones ambientales, modelos, evaluación de riesgos, y acciones correctivas. La ASTM cuenta con más de 30000 miembros en 120 países que trabajan cooperativamente para proveer estándares concertados para numerosas industrias.

---

## **OPINION EXPERTA DE JOHN A. CONNOR, P.E., P.G., B.C.E.E., CON RESPECTO A LAS ACTIVIDADES DE REMEDIACION Y LAS CONDICIONES AMBIENTALES EN LA ANTIGUA CONCESION PETROECUADOR-TEXACO, REGION ORIENTE, ECUADOR**

### **1.0 RESUMEN EJECUTIVO**

#### **1.1 Formación Profesional y Experiencia**

1. Yo, John A. Connor, soy Presidente de GSI Environmental Inc., y soy Ingeniero Profesional Registrado (P.E., por sus siglas en inglés), Geocientífico Profesional Licenciado (P.G., por sus siglas en inglés), e Ingeniero Ambiental Certificado por la Junta (B.C.E.E., por sus siglas en inglés) de la Academia Americana de Ingeniería Ambiental. Tengo 30 años de experiencia profesional en ingeniería ambiental con especialización en las áreas de investigaciones ambientales, evaluación de riesgo humano y ecológico, y diseño de acciones correctivas. Poseo un grado de Master en Ingeniería Civil de la Universidad de Stanford y me he desempeñado como profesor en el Programa de Posgrado en Ingeniería Ambiental de la Universidad de Houston. También he servido como Instructor Certificado para la Iniciativa de Entrenamiento en Acciones Correctivas Basadas en Riesgo de la USEPA / ASTM, bajo la cual también he servido como consultor técnico para el desarrollo de programas normativos ambientales basados en riesgo en aproximadamente 15 estados en los Estados Unidos. Adicionalmente, he sido autor de numerosas publicaciones técnicas en los temas de destino y transporte de químicos en el medio ambiente, evaluaciones de riesgo humano y ecológico, y tecnologías de remediación ambiental, y he desarrollado y/o presentado programas de entrenamiento técnico en estos temas en Estados Unidos, Canadá, el Medio Oriente, y Latinoamérica, incluyendo Colombia, Venezuela, Méjico, Argentina, Chile, y Puerto Rico.
2. Soy el autor principal del la "Herramienta de Acción Correctiva Basada en Riesgo (RBCA, por sus siglas en inglés) Para Derrames Químicos", que es uno de los programas de computación más ampliamente usados para la evaluación de sitios de remediación de suelos y agua subterránea, y que es actualmente usado en más de 38 países alrededor del mundo. En mis 30 años dedicados a la industria ambiental, he dirigido personalmente cientos de investigaciones ambientales y proyectos de remediación para instalaciones de gas y petróleo, petroquímicas, e industriales en los Estados Unidos e internacionalmente. Adicionalmente al trabajo en la industria, mi firma y yo hemos sido contratados por varias organizaciones gubernamentales, incluyendo la Agencia para la Protección Ambiental de los Estados Unidos (USEPA, por sus siglas en inglés), el Departamento de Defensa de los Estados Unidos, el Departamento de Energía de los Estados Unidos, y agencias reguladoras estatales, así como varias sociedades mixtas (públicas-privadas), para llevar a cabo trabajo de investigación y desarrollo relacionado con métodos mejorados para evaluación de sitios, caracterización de riesgos, y limpieza ambiental.

3. Específicamente con relación al presente asunto, mi experiencia profesional incluye auditorias de operaciones petroleras en los Estados Unidos, Canadá, Colombia, y el Medio Oriente para la evaluación de gestiones ambientales y/o prácticas de remediación; desarrollo de guías técnicas para el Instituto Americano del Petróleo (API, por sus siglas en inglés) para el manejo de impactos por agua de producción en suelo y agua; desarrollo de guías técnicas para la apropiada reutilización de desechos petroleros en el aceitado y mantenimiento de carreteras; e investigaciones, modelos, y remediación ambiental de impactos por petróleo o agua de producción en varios sitios de exploración y producción (E&P por sus siglas en inglés) de petróleo y gas.
4. Voluntariamente ha servido como Presidente del Comité de Planeación para Emergencias Locales de Houston (LEPC, por sus siglas en inglés), Vicepresidente y miembro de la junta de la Coalición Ambiental de Ciudadanos, y miembro de la junta del Comité para Re-desarrollo de Tierras de Houston. Una copia fidedigna de mi currículum en el que se presentan mis calificaciones exactas se encuentra en el Adjunto A de este informe.

## 1.2 Alcance de la Investigación

5. Yo he sido contratado como perito independiente por King & Spalding, LLP, en nombre de Chevron Corporation y Texaco Petroleum Company (Texpet) en este asunto para: i) evaluar el programa de remediación ambiental implementado por Texpet durante el periodo de 1995 a 1998 en la antigua Concesión Petroecuador-Texaco en la región Oriente de Ecuador, específicamente con respecto al cumplimiento del alcance de trabajo especificado y a la consistencia con las regulaciones aplicables y las prácticas prevalentes para trabajos de remediación en campos petroleros en la época, ii) evaluar los riesgos, de existir alguno, para la salud humana y el ambiente por condiciones ambientales actuales en el área de la antigua Concesión, y iii) revisar los reportes técnicos emitidos en representación de la Fiscalía General del Ecuador, incluyendo aquellos de la Contraloría General del Ecuador, con respecto a las presuntas deficiencias en el trabajo de remediación llevado a cabo por Texpet. Adicionalmente, he evaluado la consistencia de las prácticas de gestión ambiental empleadas por Texpet durante su periodo de operación (1972 a 1990) con las prácticas prevalentes en esa época.

Para el propósito de esta evaluación, he llevado a cabo las siguientes tareas principales:

**a) Estudio de las Guías Técnicas y los Criterios Normativos Aplicables:**

Compilación y revisión de la información relevante con respecto a las prácticas prevalentes para gestión y remediación ambiental durante el periodo de operaciones de Texpet en Ecuador (1972 – 1990) y el proyecto de remediación de Texpet (1995 – 1998), incluyendo requerimientos normativos aplicables y guías de la industria en Ecuador, los Estados Unidos, y el mundo para las operaciones de exploración y producción de gas y petróleo en la época.

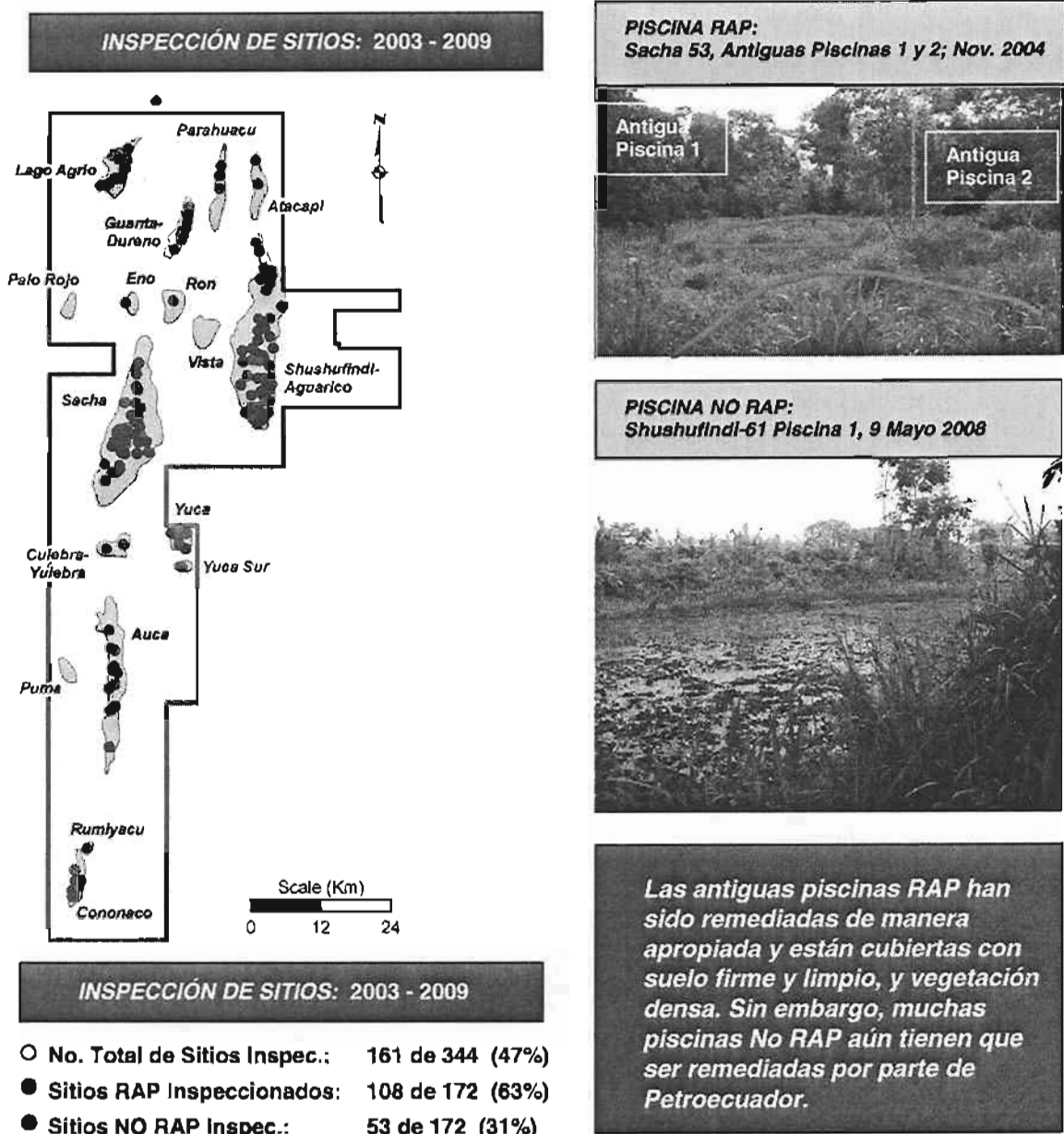
**b) Estudio de los Requerimientos Contractuales para el Proyecto de Remediación de Texpet:** Revisión de los requerimientos del Alcance del Trabajo (SOW, por sus siglas en inglés) y del Plan de Acción de Remediación (RAP, por sus siglas en inglés) del Contrato aprobados por el Gobierno de Ecuador y Petroecuador para el proyecto

de remediación de Texpet, específicamente con respecto a la localización de instalaciones petroleras que fueron incluidas ("sitios RAP") o excluidas ("sitios no-RAP") del programa de trabajo, así como también respecto a las tareas ("ítemes RAP") que se debían ejecutar en cada localización.

- c) Revisión de la Documentación del Proyecto de Remediación de Texpet (1995 – 1998):** Revisión detallada de los registros de campo, fotografías, resultados de pruebas de laboratorio, e informes de proyecto generados por Texpet y sus contratistas con el fin de evaluar la integridad y la calidad del trabajo de remediación realizado por Texpet con respecto a las especificaciones técnicas del SOW y el RAP, así como de las subsecuentes modificaciones y adiciones especificadas por el Gobierno de Ecuador y Petroecuador.
- d) Revisión de las Inspecciones Gubernamentales y las Actas de Aprobación (1995 – 1998):** Revisión detallada de las Actas emitidas por los representantes del Gobierno de Ecuador y Petroecuador, las cuales evalúan y finalmente aprueban la terminación satisfactoria del programa de trabajo de Texpet.
- e) Inspección Física y Muestreo y Análisis Ambiental de los Sitios Remediados (2003 – 2009):** Durante el periodo comprendido entre 2003 y 2009, se llevó a cabo una serie de inspecciones ambientales en el área de la antigua Concesión Petroecuador-Texpet, en el marco del caso de María Aguinda et al contra Chevron, con el fin de evaluar los supuestos impactos ambientales en un número de instalaciones petroleras (ver la Sección 2.4.1 de mi informe). Este proceso de inspecciones incluyó: i) Inspecciones Judiciales de 56 instalaciones petroleras (es decir, pozos, estaciones de producción, etc.) realizadas en el periodo entre 2004 y 2008 bajo la dirección de la Corte Superior de Nueva Loja por peritos nominados en representación de Chevron, peritos nominados en representación de los Demandantes, o peritos de la Corte (es decir, 45 inspecciones por peritos nominados en representación de Chevron y los Demandantes, y 11 inspecciones por solamente peritos de la Corte); ii) 49 inspecciones adicionales llevadas a cabo por el perito "global" de la Corte, Señor Richard Cabrera, en el 2007; e iii) investigaciones de sitio y programas de muestreo adicionales llevados a cabo para complementar estos procesos de inspección.

Yo me desempeñé como perito nominado en representación Chevron en cinco Inspecciones Judiciales. En total, en los diversos programas de inspección identificados arriba, durante el periodo entre 2003 y 2005, yo personalmente visité 86 instalaciones petroleras (70 pozos y 16 estaciones de producción) en la antigua Concesión Petroecuador-Texaco, correspondientes a 82 sitios RAP, los cuales fueron parte del programa de remediación de Texpet, y 4 sitios no-RAP, los cuales no fueron incluidos en el programa de remediación. Adicionalmente, he revisado los datos compilados por otras partes para visitas de sitios en las cuales no participé directamente, los cuales, en combinación con mis propias inspecciones, corresponden a un total de 108 sitios RAP y 53 sitios no-RAP (ver la Figura 1) para los cuales se llevaron a cabo investigaciones de sitio con el fin de caracterizar las condiciones ambientales actuales y/o evaluar el cumplimiento por parte de Texpet del programa de trabajo especificado. En resumen, estas inspecciones cubrieron el 63% (108 de 172) de los sitios RAP, consistiendo en una auditoría extensa del programa de remediación de Texpet.

Figura 1: Investigaciones Ambientales de Sitios RAP y No-RAP, 2003 – 2009



**f) Compilación y Revisión de los Resultados de Pruebas de Laboratorio de Todas las Partes:** Con el fin de desarrollar mi opinión independiente con respecto al trabajo de remediación de Texpet y las condiciones ambientales relacionadas, he tenido en cuenta el registro completo de información de campo y laboratorio recolectado por todas las partes involucradas, incluyendo los peritos nominados en representación de Chevron, los peritos nominados en representación de los Demandantes, y los peritos de la Corte, incluyendo el Sr. Richard Cabrera. A este respecto, también he evaluado la confiabilidad de los resultados de pruebas de laboratorio entregados por las

diferentes partes involucradas, con base en la información de Control y Aseguramiento de la Calidad (QA/QC, por sus siglas en inglés) documentada por los laboratorios. Especial consideración se dio a la información de QA/QC de las muestras para las cuales los resultados de análisis de las diferentes partes eran inconsistentes.

**g) Revisión de Registros e Informes de Operación de Petroecuador (1990 – 2010):**

He compilado y revisado la información disponible acerca de la operación continua por parte de Petroecuador, quien es el único operador de la Antigua Concesión desde 1990 y el único propietario desde 1992, particularmente con respecto a la continuación del uso de piscinas en tierra, el programa de remediación relacionado, y el manejo de agua de producción.

**h) Revisión de Informes Técnicos Emitidos en Representación de la Fiscalía General de Ecuador:**

He revisado los informes preparados por la Oficina del Contralor General (2003 y 2004), Sr. Gutiérrez (2004), Sr. Narváez y Sr. García (2005), Sra. Enríquez (2006), Sr. Bedón (2009), y Sr. Pasquel y Sr. Lincango (2009) en representación de la Fiscalía General de Ecuador, los cuales documentan su evaluación del proyecto de remediación de Texpet.

**i) Evaluación del Programa de Remediación de Texpet:**

Con base en la información proporcionada en la documentación del proyecto de Texpet, las Actas emitidas por el Gobierno de Ecuador y Petroecuador, y las recientes inspecciones de sitio identificadas arriba, he realizado una evaluación de la integridad y la calidad del programa de remediación de Texpet con respecto a las especificaciones técnicas del SOW y el RAP, así como a los requerimientos normativos aplicables y las prácticas ambientales prevalentes en la época.

**j) Evaluación de los Riesgos Potenciales para la Salud humana por las Instalaciones Remedadas o No Remedadas:**

De acuerdo con las guías establecidas por la Organización Mundial de la Salud (OMS, 1993, 1994), y ASTM Internacional (ASTM, 1995, 2000), yo he evaluado el riesgo potencial (de existir alguno) para la salud humana por las pasadas operaciones petroleras en el área de la antigua Concesión Petroecuador-Texaco (ver la Sección 2.5 de mi informe). Para este fin, he comparado las concentraciones de los químicos relacionados con el petróleo medidas en suelos, agua subterránea, agua superficial, sedimentos, u otros medios en cada instalación petrolera con los “criterios de evaluación basados en salud” relevantes, es decir, concentraciones seguras de estos químicos que no representarían un riesgo medible para la salud humana inclusive en el caso de una exposición directa de largo plazo (por ejemplo, contacto dérmico, ingestión incidental, inhalación de polvo y vapores de los suelos afectados con una frecuencia diaria por 30 años; o ingestión diaria en un suministro de agua para consumo).

6. Los principales documentos en los que he basado mi evaluación se listan en la Sección 5 de este informe.

### 1.3 Resumen de Opiniones

7. Con base en esta evaluación, mis opiniones, con un grado razonable de certeza científica, son:

- Las operaciones de Texpet en Ecuador desde 1972 hasta 1990 fueron consistentes con las regulaciones aplicables y las prácticas prevalente para la gestión ambiental de operaciones petroleras en la época;
- La extensa documentación del proyecto de remediación de Texpet, la cual incluye fotografías, registros de campo, resultados de pruebas de laboratorio, y el informe final del proyecto, demuestra que Texpet completó el trabajo de remediación durante el periodo comprendido entre 1995 y 1998 de acuerdo con el Alcance del Trabajo (SOW, por sus siglas en inglés), el Plan de Acción de Remediación (RAP, por sus siglas en inglés), y las subsecuentes modificaciones y adiciones especificadas por el Gobierno de Ecuador y Petroecuador (ver la Figura 2);
- Representantes del Gobierno de Ecuador y Petroecuador certificaron el cumplimiento satisfactorio del programa de remediación de Texpet en Septiembre de 1998, con base en inspecciones de sitio y actividades de muestreo realizadas en el periodo comprendido entre 1995 y 1998;
- Las inspecciones de 108 de los 172 sitios RAP (63%) entre 2003 y 2009 han confirmado que Texpet completó la remediación de piscinas, suelos, y derrames, y las otras tareas requeridas, de acuerdo con las especificaciones aplicables. Las piscinas no remediadas que aun permanecen hoy en día en el área de la Concesión no fueron incluidas en el programa de remediación de Texpet.
- Los impactos residuales (de existir alguno) que permanecen hoy en día en suelos, agua subterránea, o agua superficial por las pasadas operaciones del Consorcio no representan un riesgo medible para la salud humana. Sin embargo, las normas aplicables y las guías de la industria requieren una remediación apropiada de las piscinas petroleras no-RAP abiertas o inadecuadamente remediadas que permanecen hoy en día en el área de la antigua Concesión.
- Las acusaciones de la Fiscalía General con respecto a la inadecuada remediación de Texpet son inválidas, ya que, en los más de 128 sitios investigados por las diferentes partes en representación de la Fiscalía, no se encontró piscina alguna designada para remediación por parte de Texpet que no hubiera sido remediada o que hubiera sido remediada de manera tal que no se cumpliera con los procedimientos y/o estándares numéricos aplicables en el momento en el que se llevó a cabo el trabajo de remediación, con la posible excepción de 1 solo resultado de análisis de suelo.

8. A continuación se describen los hallazgos adicionales relacionados con estas opiniones principales:

**1) Las operaciones de Texpet en Ecuador desde 1972 hasta 1990 fueron consistentes con las regulaciones aplicables y las prácticas prevalente para la gestión ambiental de operaciones petroleras en la época.**

Las auditorias ambientales realizadas en el área de la Antigua Concesión Petroecuador-Texaco posteriormente a la terminación de las operaciones de Texpet



por parte de dos empresas independientes, HBT-Agra (1993) y Fugro-McClelland (1992), concluyeron que las operaciones de Texpet cumplían no solo con las regulaciones ambientales de Ecuador si no también con las prácticas prevalentes en la industria de exploración y producción de petróleo y gas en regiones similares alrededor del mundo en aquella época. Los informes de auditoría sin embargo notaron la presencia de varias condiciones ambientales asociadas con operaciones normales de campos petroleros de la época, como por ejemplo la presencia de piscinas abiertas, suelos afectados con petróleo, y descargas de agua de producción, y recomendaron la implementación de un programa de remediación para resolver estas condiciones.

**Figura 2: Proyecto de Remediación de Texpet, 1995 – 1998: Implementación y Verificación**



Mi evaluación de la información disponible confirma los hallazgos de los reportes de auditoría de HBT-Agra y Fugro-McClelland. Específicamente, en el periodo de tiempo durante el cual Texpet sirvió como el operador de la Concesión (1972 hasta Junio de 1990), el uso de piscinas en tierra para contener desechos líquidos aceitosos en los pozos; el manejo de agua de producción mediante tratamiento y descarga a corrientes superficiales; y la combustión de gas natural inutilizado eran consistentes con las regulaciones Ecuatorianas aplicables, así como con las prácticas prevalentes en la industria petrolera en aquel momento, en Estados Unidos y alrededor del mundo.

- 2) **La extensa documentación del proyecto de remediación de Texpet, la cual incluye fotografías, registros de campo, resultados de pruebas de laboratorio, y el informe final del proyecto, demuestra que Texpet completó el trabajo de remediación durante el periodo comprendido entre 1995 y 1998 de acuerdo con el SOW, el RAP, y las subsecuentes modificaciones y adiciones especificadas por el Gobierno de Ecuador y Petroecuador.**



**a) Los documentos del SOW y el RAP aprobados para este proyecto identificaron una lista específica de sitios y una lista específica de tareas para ser completadas en estos sitios por Texpet:** El Alcance del Trabajo (SOW; MEM, 1995) emitido como el Anexo A del Contrato del 4 de Mayo de 1995, y firmado por representantes del Ministerio de Energía y Minas de Ecuador, Petroecuador, y Texpet, y el *Plan de Acción de Remediación* (RAP; WCII y SETC, 1995) emitido el 8 de Septiembre de 1995, y firmado por estas mismas partes, identificaron la lista específica de instalaciones petroleras (es decir, pozos y estaciones de producción) que serían incluidas en el programa de remediación de Texpet y las tareas específicas que debían realizarse en estos sitios (es decir, piscinas específicas que debían ser cerradas, suelos que debían ser remediados, pozos que debían ser taponados, etc.), así como también las metodologías a ser empleadas (por ejemplo, el proceso de remediación de piscinas por pasos) y los criterios (por ejemplo, estándares numéricos de limpieza para suelos) a ser usados para demostrar el cumplimiento satisfactorio del trabajo, sujeto a revisión y aprobación por parte de los inspectores del gobierno. El programa de trabajo definido en los documentos del SOW y el RAP cubría aproximadamente el 40% de las instalaciones petroleras presentes en la Concesión en el momento y no requería que Texpet se encargara de otros sitios u otras condiciones ambientales. Durante el curso del proyecto de remediación, representantes del Gobierno de Ecuador y Petroecuador especificaron ciertas modificaciones y adiciones a este programa de trabajo, las cuales fueron implementadas por Texpet.

En este informe, con base en el programa de trabajo descrito arriba, he designado aquellos sitios para los cuales se especificó alguna tarea en el RAP, sujetos a posteriores modificaciones por el Gobierno de Ecuador y/o Petroecuador, como "Sitios RAP" y las tareas a ser implementada en estos sitios como "Ítems RAP". En cambio, los sitios que no fueron incluidos en el programa de trabajo especificado los he designado como "No RAP", y las tareas no requeridas en este programa de trabajo como "Ítems No RAP" (por ejemplo, piscinas en sitios No RAP, así como piscinas en sitios RAP que fueron eximidas de remediación por Texpet).

**b) La extensa documentación del proyecto de Texpet confirma la terminación total y adecuada del programa de trabajo especificado, incluyendo la remediación de localizaciones adicionales de piscinas y derrames identificadas durante la implementación del proyecto:** He compilado y revisado la siguiente documentación generada durante la implementación del proyecto de remediación de Texpet en el periodo comprendido entre 1995 y 1998: i) foto-documentación de las actividades de remediación en cada sitio, incluyendo fotografías de antes y después de piscinas y áreas de derrame especificadas en el RAP (ver la Figura 3); ii) registros de campo que documentan las actividades día a día; iii) resultados de pruebas de laboratorio para cientos de muestras de suelo recolectadas de piscinas, derrames, y suelos afectados remediados y analizadas en el laboratorio operado por la Universidad Central; y iv) el Informe Final (WCI, 2000) el cual documenta la terminación de cada tarea especificada. Estos documentos demuestran que Texpet cumplió con el alcance,

los procedimientos técnicos, y los criterios numéricos de remediación especificados para este proyecto de remediación.

**Figura 3: Ejemplo de los Registros Fotográficos de Texpet para Remediación de Piscinas: Antes y Después de la Remediación, 1995 - 1996**



- c) Los procedimientos empleados para la remediación de piscinas y suelos fueron consistentes con las prácticas prevalentes en el época, y aun con las actuales, en campos petroleros en Estados Unidos, Ecuador y alrededor del mundo:** El RAP especificaba un proceso paso a paso para el cierre de piscinas que consistía en remover el petróleo y agua libre, tratar y/o solidificar los sedimentos de piscinas, y cubrir el sitio con una capa de suelo firme y limpio y de vegetación, según fuera necesario para prevenir impactos para el uso de la tierra, los recursos de agua, o la salud pública. Este mismo proceso es reconocido hoy en día como un procedimiento apropiado para remediación de piscinas en Ecuador, Estados Unidos y alrededor del mundo.
- d) El uso de estándares de TCLP y HTP para limpieza de suelos era consistente con las guías aplicables para remediación en campos petroleros:** El programa de remediación de Texpet empleó dos métodos de análisis para evaluar la idoneidad de la remediación de suelos: i) el contenido de Hidrocarburos Totales de Petróleo (HTP) en el lixiviado de una muestra de suelo preparada a partir del suelo remediado, usando el Procedimiento de Toxicidad Característica de Lixiviados (TCLP, por sus siglas en inglés), el cual aplicaba para todos los trabajos de remediación de suelos y piscinas a lo largo del proyecto, y ii) el contenido de HTP del suelo remediado en sí, el cual fue un criterio adicional que aplicó solo a los trabajos de remediación de piscinas y suelos llevados a cabo después del 20 de Marzo de 1997. La prueba de TCLP y otros procedimientos de pruebas de lixiviados similares son usados hoy en día en numerosos estados de los Estados Unidos para evaluar el potencial de un suelo afectado o material de desperdicio de impactar el agua subterránea subyacente mediante la "lixiviación" de contaminantes químicos en el agua lluvia que se percola verticalmente a través del suelo. El Árbitro Técnico para el proyecto de remediación de Texpet afirmó que el uso de la prueba de lixiviado de TCLP era un método más apropiado que la prueba de HTP en suelo para evaluar impactos potenciales de las piscinas remediadas para el agua subterránea subyacente.

Aunque el RAP especificaba que el contenido de HTP del lixiviado de suelo por TCLP no debía exceder 1000 mg/L, los resultados de las pruebas realizadas durante el proyecto de remediación demostraron que los niveles de HTP en las muestras de lixiviado de suelo provenientes de piscinas remediadas nunca excedían 5 mg/L y eran inferiores al único criterio de lixiviación para remediación en campos petroleros que existía en la época, es decir, el límite de HTP de 10 mg/L para lixiviados de suelo especificado en la Orden Estatal de Louisiana No. 29-B.

Estos resultados analíticos confirmaron que las piscinas remediadas no representaban un riesgo para la calidad del agua subterránea. El criterio adicional de remediación impuesto posteriormente para HTP en suelo (es decir, HTP en suelo < 5000 mg/kg), el cual medía el contenido total de petróleo en el suelo mismo (en vez de en el lixiviado), era más estricto que los límites de HTP comúnmente aplicados en la época, y aun hoy en día, en muchos campos petroleros en los Estados Unidos y Latinoamérica (es decir HTP en suelo < 10000 a 30000 mg/kg).

**3) El Gobierno de Ecuador y Petroecuador inspeccionaron y aprobaron el trabajo de remediación realizado por Texpet, con base en una detallada inspección de las condiciones de los sitios y una verificación asociada de los resultados de las pruebas.**

Como se especificaba en los documentos del SOW y el RAP, todos los trabajos de remediación realizados por Texpet estaban sujetos a la revisión y aprobación por parte de representantes del Gobierno de Ecuador y Petroecuador. Los 52 informes de inspección (llamados "Actas RAT") emitidos durante el transcurso del trabajo demuestran que los inspectores del Gobierno visitaban rutinariamente los sitios de remediación y documentaban cualquier inquietud con respecto al trabajo que estaba siendo ejecutado. Tras la satisfactoria resolución de estas inquietudes, los representantes del Ministerio de Minas y Energía del Ecuador, Petroecuador, y Petroproducción aprobaban formalmente la terminación adecuada de los trabajos de remediación en una serie de "Actas de Aprobación" emitidas en el periodo entre 1995 y 1998 (Actas 1 a 19). La aprobación final de la terminación satisfactoria del programa de trabajo especificado se documenta en una Acta Final, emitida por el Gobierno de Ecuador, Petroecuador, y Petroproducción el 30 de Septiembre de 1998.

**4) Los resultados de las investigaciones ambientales llevadas a cabo en los antiguos sitios RAP durante el periodo comprendido entre 2003 y 2009 confirman que Texpet completó el programa de trabajo especificado de acuerdo con las especificaciones aplicables.**

Con base en la información recolectada en las investigaciones ambientales de los sitios que yo personalmente y otros realizamos en un total de 108 sitios RAP (88 pozos y 20 estaciones de producción) y 53 sitios no-RAP durante el periodo comprendido entre 2003 y 2009 en el área de la antigua Concesión (ver la Figura 1), he llegado a las siguientes conclusiones con respecto al trabajo de remediación realizado por Texpet:

**a) Total ejecución de los ítemes RAP en los sitios RAP:** En los 108 sitios RAP inspeccionados, se encontró que las tareas especificadas en el RAP fueron adecuadamente terminadas. Por ejemplo, en todos los casos, se encontró que las piscinas que fueron designadas para remediación en el RAP fueron adecuadamente remediadas; que los suelos subyacentes remediados, cuando se muestrearon, fueron adecuadamente tratados y estabilizados (sólidos y firmes), sin presencia de petróleo libre; y que la localización de las piscinas fue cubierta con tierra limpia y firme, y el área re-vegetada con vegetación natural o cultivos. Estas condiciones observadas son consistentes con los métodos apropiados de remediación de piscinas, así como con los requerimientos específicos del RAP. Adicionalmente, los pozos que habían sido designados para taponamiento y abandono se encontraron adecuadamente cerrados, y los varios tanques y sistemas de bombeo especificados para re-inyección de agua de producción estaban presentes en las estaciones de producción. Estas inspecciones no encontraron excepción alguna a la implementación total y completa del alcance de trabajo especificado para Texpet.

**b) Conformidad con los criterios de limpieza aplicables para las piscinas RAP:** De las 47 piscinas RAP en las cuales los peritos nominados en representación de Chevron recolectaron y analizaron muestras de suelo, los resultados de las pruebas de laboratorio demuestran que 46 de las 47 cumplieron con el criterio de remediación de suelos que aplicaba en el tiempo en el que la limpieza fue implementada (es decir, límites de concentración para TCLP y/o HTP). En general, los peritos en representación de los Demandantes, los peritos de la Corte y el perito global de la Corte Señor Richard Cabrera fallaron en analizar los suelos remediados según los criterios aplicables en el tiempo de la remediación. Sin embargo, para aquellos suelos remediados que fueron analizados para los criterios relevantes, los resultados de las pruebas de estas partes involucradas sugieren que tan solo 2 piscinas remediadas contienen suelos que exceden los límites numéricos aplicables (es decir, HTP en suelo > 5000 mg/kg para piscinas remediadas después del 20 de Marzo de 1997); y, en ambas piscinas, el promedio de los resultados de pruebas de muestras individuales para estimar el HTP de la "muestra compuesta", según las especificaciones del RAP, muestra que los suelos de la piscina cumplen con los límites de HPT aplicables. Adicionalmente, los resultados de pruebas de los peritos en representación de Chevron para estas dos mismas localizaciones de piscinas no muestran excedencias de los criterios de remediación relevantes.

Es importante notar que para la única piscina RAP, para la cual los resultados de las pruebas de los peritos en representación de Chevron indican que los suelos remediados exceden el criterio RAP aplicable (es decir, Piscina 4 en el pozo SSF-48, debido a un contenido de HTP elevado), los resultados obtenidos en el tiempo de la remediación de Texpet, así como los resultados más recientes de las pruebas de suelos obtenidos por los peritos nominados en representación de los Demandantes, no indican una excedencia del límite de HTP (es decir, HTP < 5000 mg/kg en una muestra de suelo compuesta).

Por lo tanto, en resumen, mi evaluación de los datos disponibles confirma que el trabajo de remediación de Texpet cumplió con los requerimientos de los documentos del SOW y el RAP.

**c) Las piscinas que aun hoy en día permanecen abiertas en el área de la antigua Concesión no estaban incluidas en el programa de remediación de Texpet:** Durante mi investigación encontré piscinas abiertas presentes en ciertos pozos y estaciones de producción en la antigua Concesión Petroecuador-Texaco. Sin embargo, la comparación de estas localizaciones de piscinas con las especificaciones del RAP y las modificaciones y adiciones al alcance del trabajo subsecuentemente especificadas por el Gobierno de Ecuador y Petroecuador muestra que estas piscinas no están relacionadas con y/o fueron específicamente excluidas del programa de remediación implementado por Texpet en el periodo comprendido entre 1995 y 1998 (es decir, todas las piscinas abiertas son ítemes no-RAP).

**5) Los suelos, agua, o sedimentos afectados por las anteriores operaciones del Consorcio no representan un riesgo medible para la salud humana.**

Adicionalmente a los análisis del criterio de remediación (HTP en lixiviado de suelo y HTP en suelo), los peritos nominados en representación de Chevron también realizaron análisis de un amplio rango de componentes químicos que son indicadores del potencial riesgo que los suelos, sedimentos, o agua afectados por las operaciones petroleras (es decir, derrames de petróleo crudo o agua de producción) podrían representar para la salud humana. Los peritos nominados en representación de los Demandantes, los peritos de la Corte, y el perito global de la Corte Sr. Richard Cabrera realizaron análisis similares en un grupo más pequeño de muestras de suelo y en un número limitado de muestras de agua. De acuerdo con las guías establecidas por la OMS, la USEPA, y la ASTM Internacional, he comparado las concentraciones medidas de estos componentes químicos con "límites de evaluación basados en salud" conservadores que proveen un amplio margen de seguridad con respecto a problemas de salud para personas que podrían estar expuestas diariamente a los suelos, sedimentos o agua afectada.

Los resultados de esta completa evaluación de riesgo muestran que los suelos, sedimentos, y agua afectada por las pasadas operaciones petroleras del Consorcio no representan un riesgo medible para la salud de los residentes o trabajadores locales. Sin embargo, los suministros de agua para consumo en esta región, aunque están libres de impactos asociados con las operaciones petroleras, no son seguros debido a niveles elevados de bacterias coliformes fecales causados por prácticas deficientes de sanidad. Adicionalmente, las piscinas petroleras abiertas e inactivas deberían ser remediadas de acuerdo con las regulaciones aplicables y las guías de la industria.

**6) Los hallazgos de la Fiscalía General con respecto a la ejecución inadecuada del programa de remediación de Texpet son erróneos y poco confiables.**

En Abril de 2010, la Fiscalía General de Ecuador emitió una Acusación que afirmaba que el trabajo de remediación ambiental realizado por Texpet en el periodo entre 1995 y 1998 fue incompleto e inadecuado y, con base en esto, presentó cargos de fraude en contra de los representantes del Gobierno de Ecuador, Petroecuador y Texpet que revisaron y aprobaron estos trabajos (Fiscalía General, 2010). Estas acusaciones estaban basadas principalmente en las inspecciones de campo realizadas por la Oficina del Contralor General del Estado de Ecuador en el periodo

entre 1997 y 2004 (Contralor General, 2003), así como en las inspecciones realizadas por otros consultores de la Fiscalía General entre 2004 y 2009, es decir, Sr. Gutiérrez Granja (2004), Sr. Narváez y Sr. García (2005), Sra. Enríquez Sánchez (2006), Sr. Bedón (2009), y Sr. Pasquel y Sr. Lincango (2009).

Considero erróneas y poco confiables estas conclusiones con respecto a la inadecuada remediación de Texpet. Específicamente, en los más de 128 sitios investigados por las diferentes partes en representación de la Fiscalía, no se encontró piscina alguna que no hubiera sido remediada o que se hubiera remediado de una manera tal que no cumpliera con los procedimientos y/o criterios numéricos aplicables en el momento en el que se realizó el trabajo de remediación, con la posible excepción de 1 solo resultado.

Mis hallazgos con respecto a los varios informes preparados en representación de la Fiscalía General se resumen abajo:

**a) Contralor General:** Los hallazgos del Contralor General acerca de los trabajos de remediación inadecuados o incompletos por parte de Texpet son incorrectos porque: i) 92 de los 144 pozos (64%) investigados por el Contralor General o estaban fuera del área de la Concesión o no estaban incluidos en el programa de remediación de Texpet; ii) en los 52 sitios RAP investigados por el Contralor General donde se requería remediación de suelos o piscinas, solo 2 de las piscinas remediadas por Texpet reportadas por el Contralor General contenían suelos que excedían los criterios de remediación aplicables en la época en la que se implementó la limpieza (es decir, HTP > 5000 mg/kg), y en ambos casos, el muestreo posterior de estas dos mismas piscinas por parte del Contralor General y otros demostró que tal excedencia no se presentaba; iii) el Contralor General no evalúa el trabajo de Texpet con base en el criterio de limpieza de suelos especificado en el RAP, sino que en cambio emplea una "norma internacional" incorrecta e inexistente para HTP (es decir, 300 mg/kg), para la cual no presenta un soporte válido; iv) no se encontraron excedencias de niveles de evaluación (también conocidos como niveles de tamizaje o de referencia) basados en salud relevantes en las muestras de suelo y agua analizadas por el Contralor General para componentes potencialmente tóxicos del petróleo crudo, lo cual demuestra que no hay un riesgo medible para la salud humana; v) el Contralor General ignora el testimonio suministrado por los antiguos inspectores del Gobierno de Ecuador y Petroecuador quienes manifestaron al Contralor General que el informe trataba de sitios equivocados con estándares equivocados, y vi) el Contralor General no suministra documentación alguna para respaldar la validez o confiabilidad de su trabajo de muestreo y análisis.

Además, las afirmaciones del Contralor General respecto a que el criterio de remediación empleado en el proyecto de remediación de Texpet era inapropiado son inválidas, ya que tanto la prueba de HTP en lixiviado como la prueba de HTP en suelos empleadas por Texpet son comúnmente usadas para este propósito. En efecto, el Árbitro Técnico para el proyecto de remediación de Texpet específicamente endorsó el uso de TCLP para lixiviados de suelo; el uso del procedimiento de prueba TCLP es requerido hoy en día por las regulaciones Ecuatorianas (Decreto 1215), así como por ciertos estados de los Estados Unidos. Los análisis de verificación ejecutados durante el proyecto de



remediación de Texpet encontraron niveles de HTP no detectables con un límite de detección de 5 mg/L en todas las muestras de lixiviados de suelos, lo cual cumplía con el único estándar para campos petroleros de la época (es decir, todos los niveles de HTP en lixiviados de suelos < 10 mg/L, según la Orden Estatal de Louisiana No. 29-B).

**b) Otros Consultores de la Fiscalía General:** De igual forma, las otras cinco investigaciones llevadas a cabo en representación de la Fiscalía General durante el periodo entre 2004 y 2009 no suministraron ninguna indicación respecto a que las piscinas que debían haber sido remediadas por Texpet no fueron remediadas o fueron remediadas de una manera que no cumpliera con los procedimientos especificados y los criterios numéricos de remediación, con la posible excepción de 1 solo resultado. A continuación se encuentran observaciones específicas acerca de estas investigaciones adicionales:

- i) *Sr. Gutiérrez Granja (2004):* Entre Agosto 14 y Noviembre 25 de 2004, el Sr. Jaime Gutiérrez Granja llevó a cabo inspecciones visuales de piscinas en 78 sitios de pozos, 74 de los cuales correspondían a sitios RAP. No se presentan resultados de muestreo o análisis. La única posible excepción de remediación adecuada mencionada por el Sr. Gutiérrez fue la presencia de "material negro" observado en la superficie del terreno en 3 pozos, pero las localizaciones reportadas para este material no estaban asociadas con ítemes RAP en el proyecto de remediación de Texpet.
- ii) *Sr. Narváez y Sr. García (2005):* Durante el periodo comprendido entre Agosto de 2004 y Enero de 2005 el Sr. Ian Narváez Troncoso y el Sr. Bolívar García Pinos investigaron un total de 130 sitios de pozo y recolectaron y analizaron 96 muestras de suelo provenientes de 85 de estos sitios. Del total de 51 piscinas de las que se recolectaron y analizaron muestras de suelo, solo 45 correspondían a piscinas RAP para las que se había requerido remediación, y, de estas, los resultados de las pruebas indicaron que solo 1 muestra de suelo de una de las piscinas posiblemente excedía el criterio numérico de remediación aplicable en el tiempo de la remediación (es decir, Pozo Sacha 95, Piscina 1). El contenido moderadamente elevado de HTP en suelo reportado por Narváez y García correspondía a una muestra de suelo individual, no a una muestra de suelo compuesta, y por lo tanto no es directamente comparable con el criterio de remediación (ver la Sección 2.3.3 de mi informe). El análisis de una muestra de suelo compuesta proveniente de esta misma localización de piscina en el tiempo de la remediación en 1997 encontró un nivel de HTP en suelo inferior a 5000 mg/kg, como era requerido. Además, los registros de campo de los Señores Narváez y García indican que esta piscina había sido remediada mediante solidificación de los sedimentos de piscina y cubrimiento con una capa de suelo limpio y vegetación, como lo requerían las especificaciones del RAP.

El Sr. Narváez y el Sr. García sugieren que las piscinas remediadas antes de Marzo de 1997 estarían sujetas a un límite de HTP en suelo de 20000 mg/kg; sin embargo, tal criterio no fue especificado en el RAP o aplicado por el Gobierno de Ecuador o Petroecuador en aquella época. Su informe afirma que las piscinas remediadas por Texpet no representan un riesgo para la vida

silvestre. Además, no se encontró evidencia de migración lateral o vertical desde la localización de las piscinas en las muestras de suelo recolectadas alrededor del perímetro de las piscinas remediadas.

- iii) *Sra. Enríquez Sánchez (2006)*: La Sra. Adriana Maribel Enríquez Sánchez llevó a cabo una inspección visual de un número no determinado de pozos en los campos Sacha, Shushufindi, Guanta, y Lago Agrio en Julio de 2006. No se llevó a cabo muestreo o análisis. Ella no observó migración de hidrocarburos en la localización de ninguna de las piscinas remediadas y concluye que ninguno de los sitios representa un riesgo para la salud humana, la flora, o la fauna.
- iv) *Sr. Bedón (2009)*: El Sr. William Mauricio Bedón Sánchez investigó un total de 11 pozos RAP durante el periodo entre Mayo y Julio de 2009 y en Septiembre de 2009, y suministró resultados de muestreo y análisis de suelos de 13 piscinas que correspondían a 2 piscinas NFA y 11 piscinas RAP. Las observaciones en campo indicaron que todas las piscinas RAP fueron remediadas por Texpet, y los resultados de pruebas de suelos encontraron que las piscinas remediadas cumplen con el criterio numérico de remediación aplicable en el tiempo del trabajo de remediación. El Sr. Bedón incorrectamente identifica una de las piscinas que él investigó como remediada después de Marzo de 1997, pero, en realidad, todas las piscinas investigadas por el Sr. Bedón fueron remediadas antes de esa fecha.
- v) *Sr. Pasquel y Sr. Lincango (2009)*: El Sr. Paul Pasquel Pazmiño y el Sr. Roberto Lincango Guañuna son oficiales de policía quienes llevaron a cabo una inspección visual de 9 pozos RAP entre el 26 y el 28 de Mayo de 2009. Ninguna de las piscinas abiertas o derrames de petróleo que se identificaron en estos sitios correspondía a ítemes RAP incluidos en el proyecto de remediación de Texpet.

9. Una discusión más detallada de los fundamentos de mis opiniones acerca de estos asuntos se presenta en este informe perito. Aun estoy revisando la información disponible, y me reservo el derecho de suplementar este informe o las opiniones contenidas en él si dispongo de nueva información que tuviera relación con mis opiniones.

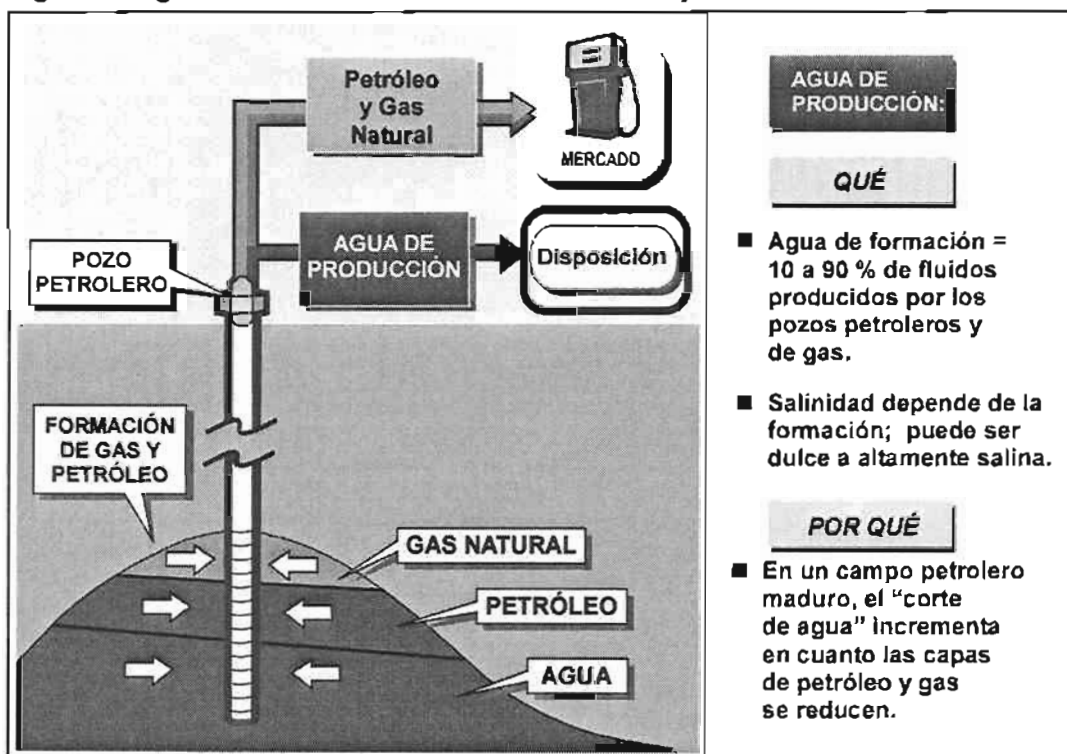


## 2.0 ANTECEDENTES TÉCNICOS

### 2.1 Generalidades sobre Prácticas de Gestión Ambiental para Operaciones Petroleras

10. La operación de campos petroleros por lo general incluye la co-producción de petróleo crudo, gas natural, y agua de producción, los cuales deben ser separados y manejados como flujos separados (ver la Figura 4). De estos tres componentes, el petróleo crudo tiene el valor económico más alto, mientras que el valor comercial del gas natural depende de la infraestructura disponible para su procesamiento y transporte hasta un mercado. En muchos casos, el agua generada en conjunto con el petróleo y el gas natural (llamada "agua de producción") representa un material de desperdicio que debe ser manejado y desechado.

Figura 4: Agua de Producción de Pozos de Petróleo y Gas



11. Históricamente los operadores de campos petroleros y los entes reguladores gubernamentales han compartido un fuerte incentivo económico para conservar el petróleo crudo y prevenir derrames de este producto valioso al medio ambiente. Aun cuando el gas natural representa un recurso energético valioso, la combustión de este gas en mecheros en campos petroleros continua siendo una práctica común debido a las limitaciones económicas y técnicas específicas de cada campo petrolero, las cuales incluyen bajos volúmenes de gas que no son económicamente viables, ausencia de gaseoductos para recolección y distribución, falta de un mercado local para el gas, y/o infraestructura insuficiente para acceder a mercados internacionales. El manejo del agua de producción, cuyo volumen comúnmente se incrementa a medida que el campo petrolero madura, representa tal vez el reto ambiental más significativo asociado con la

producción de petróleo. Tradicionalmente, en campos petroleros alrededor del mundo, el agua de producción ha sido descargada a la superficie del terreno o a corrientes de agua superficial cercanas. También se han planteado inquietudes ambientales con respecto al uso de piscinas en tierra, las cuales han sido por largo tiempo un elemento esencial de las operaciones petroleras, y sirven para contener los fluidos y ripsos de perforación, o para contener líquidos aceitosos de desperdicio durante "reacondicionamiento" de pozos (es decir, trabajos de reparación y mantenimiento de pozos).

12. En las pasadas décadas, las normas ambientales y las prácticas recomendadas para campos petroleros han evolucionado significativamente y ahora, en muchos casos, requieren la re-inyección del agua de producción con el fin de minimizar los impactos ambientales, así como también la re-inyección del gas natural para conservar este recurso natural. A continuación se encuentra una evaluación de las prácticas de Texpet en la antigua Concesión Petroecuador-Texaco.

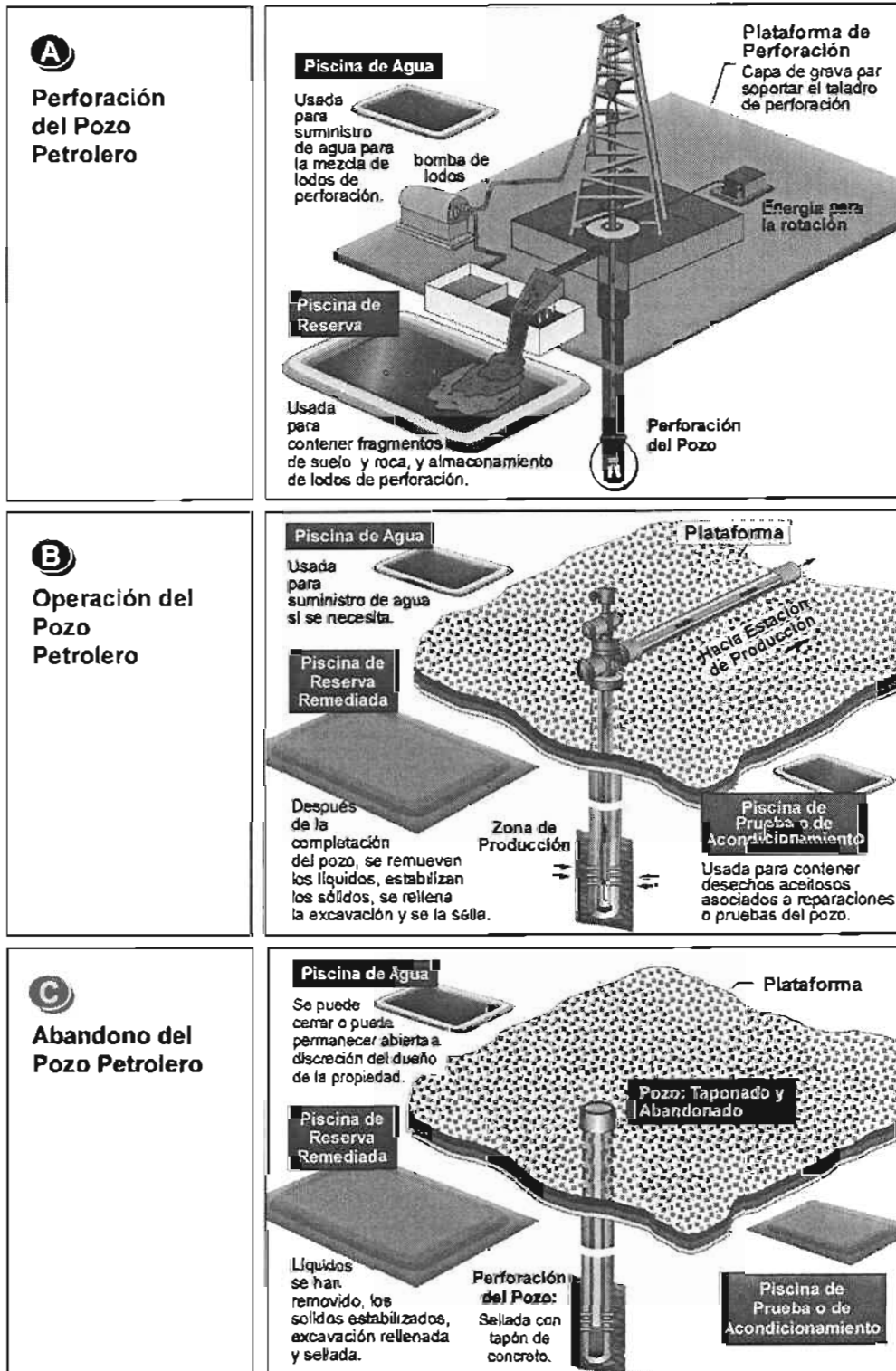
### **2.1.1 Uso de Piscinas en Tierra**

13. En el periodo comprendido entre las décadas de los 70s y los 80s, cuando la Concesión Petroecuador-Texpet fue desarrollada, el uso de piscinas en tierra era una práctica común en la industria petrolera alrededor del mundo, incluyendo los Estados Unidos y muchos otros países productores de petróleo (ver la Figura 5). Las piscinas son excavaciones someras cavadas en la superficie del terreno para contener fluidos de perforación, ripsos, o materiales de desperdicio. Estas piscinas son esencialmente "contenedores de desperdicios" usados para minimizar los posibles impactos de las operaciones petroleras en el terreno circundante, los ríos o corrientes cercanas, y los recursos de agua subterránea subyacentes. Las piscinas pueden estar sobre suelos naturales (llamadas "piscinas sin revestimiento") o pueden tener revestimientos de arcillas compactadas o membranas sintéticas (llamadas "piscinas con revestimiento"). Cientos de miles de piscinas petroleras se han usado en los Estados Unidos, y estas piscinas en tierra continúan siendo construidas y usadas en los Estados Unidos, Ecuador, y muchos otros países, sujetas a las guías técnicas y normativas aplicables. A continuación se encuentra una discusión acerca de los varios tipos de piscinas petroleras y su uso en los Estados Unidos, Latinoamérica, y Ecuador.

#### Tipos de Piscinas Usadas en Operaciones Petroleras

14. Las guías técnicas para actividades de exploración y producción petrolera (E&P, por sus siglas en inglés) han por mucho tiempo reconocido que "el uso de piscinas, con y sin revestimiento, es una parte integral de las operaciones de manejo de desechos en la industria de E&P" (E&P Forum, 1993). Los usos más comunes de piscinas petroleras se clasifican en 3 categorías generales: i) piscinas de perforación, para contener lodos y ripsos de perforación, ii) piscinas para propósitos especiales (también conocidas como "piscinas de reacondicionamiento" o "piscinas de pruebas"), para contener desechos asociados con actividades de mantenimiento o reparación de pozos u otras operaciones, y iii) piscinas de agua de producción, para contención y tratamiento de agua de producción (IOGCC, 2000). En la antigua Concesión Petroecuador-Texaco, las piscinas de perforación y de reacondicionamiento eran usadas en ciertos pozos, mientras que las piscinas de agua de producción estaban localizadas en las estaciones de producción para la recolección y manejo centralizado del agua de producción.

Figura 5: Uso de Piscinas en Tierra en Perforación y Producción de Pozos Petroleros



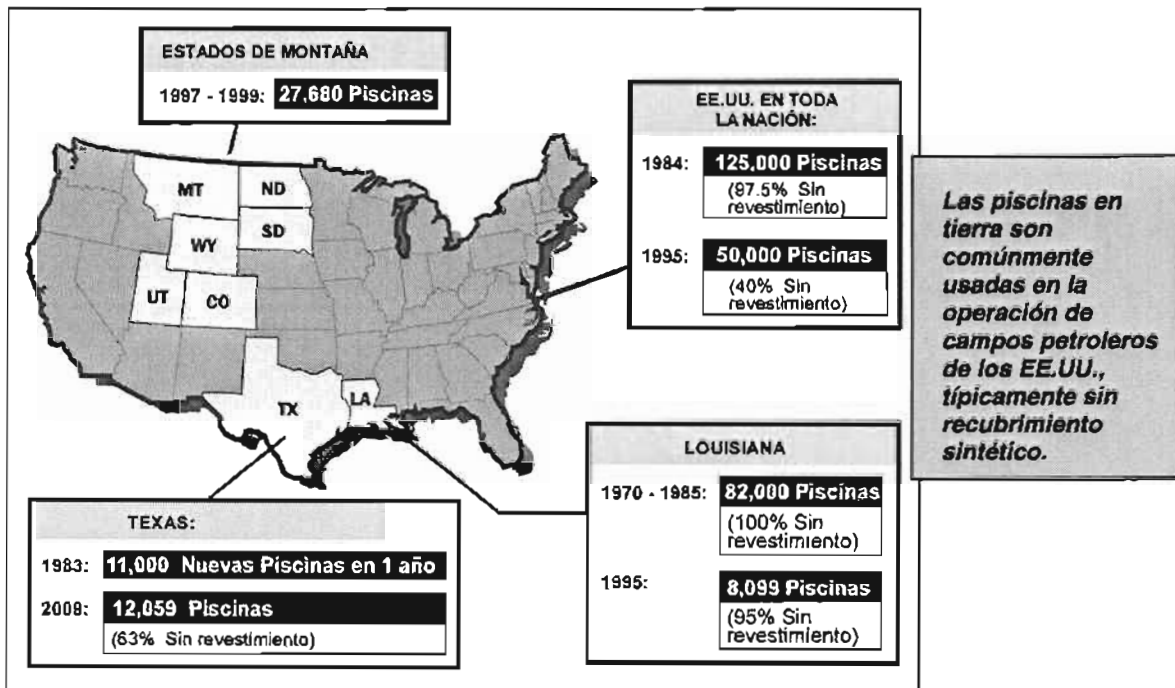
15. La Figura 5 ilustra el uso de piscinas en tierra en pozos individuales en las diferentes etapas de perforación y producción. Como se muestra en la Figura 5A, durante la perforación de un pozo de gas y petróleo, se usa una "piscina de agua" para almacenamiento de agua fresca, la cual se mezcla con los lodos de perforación necesarios para la perforación, mientras que la "piscina de reserva" se usa para contener lodos de perforación adicionales y recolectar los ripios de roca y suelo que se generan a medida que la perforación se profundiza en el subsuelo. Cuando se ha completado el pozo de gas y petróleo (ver la Figura 5B) la piscina de reserva ya no se necesita y comúnmente se cierra mediante la remoción de los líquidos libres, la solidificación de los ripios de suelos, y la instalación de una cubierta de suelo limpio y vegetación.
16. Piscinas de reacondicionamiento y piscinas de pruebas comúnmente se construyen en la vecindad del pozo con el fin de permitir el manejo de líquidos aceitosos y otros desechos generados durante las operaciones rutinarias de mantenimiento de los pozos petroleros activos. Una vez que el pozo ya no puede producir niveles económicos de petróleo y gas y no se presta para otros usos posibles, el operador puede decidir dismantelar el pozo (ver Figura 5C), lo cual implica retirar los equipos y tuberías, taponar el pozo con concreto, y cerrar las piscinas existentes.
17. En la antigua Concesión Petroecuador-Texaco, las piscinas incluidas en el programa de remediación de Texpet eran principalmente piscinas de reacondicionamiento, piscinas de pruebas, y piscinas de agua, con un promedio de 2 piscinas en cada pozo y un área promedio de aproximadamente 900 metros cuadrados. En algunos casos, por pedido del propietario del terreno, las piscinas de agua se dejaron abiertas después de las actividades de remediación, para fines de agricultura, ganadería, u otros usos.

#### Uso de Piscinas Petroleras en los Estados Unidos

18. Hasta la mitad de la década de los 80s, las normas para campos petroleros y las guías de la industria en los Estados Unidos no contenían criterios técnicos para el diseño y construcción de piscinas petroleras. Más bien, las piscinas petroleras comúnmente consistían de excavaciones someras en el suelo natural, con bermas de tierra construidas alrededor de la piscina con el suelo excavado, según fuera necesario para alcanzar una mayor capacidad de almacenamiento y minimizar desbordamientos o escorrentía de agua lluvia. Las primeras normas que regularon la construcción y el cierre de piscinas petroleras en los Estados Unidos fueron emitidas a nivel estatal en la mitad de la década de los 80s, específicamente en Texas (RRC, 1984) y Louisiana (LADOC, 1986), con el fin de proteger los recursos de agua y la tierra para agricultura. En 1990, las guías emitidas por la Comisión Interestatal de Petróleo y Gas de los Estados Unidos (IOCC, 1990) recomendaban el uso de un revestimiento en la base de las piscinas (es decir, material arcilloso o materiales sintéticos) para un mejor confinamiento de ciertos desechos (por ejemplo, líquidos aceitosos o agua de producción altamente salina) en las localizaciones en las cuales las condiciones del sitio potencialmente podrían permitir fugas y posibles impactos al agua superficial o los recursos de agua subterránea. De igual manera, las guías publicadas por el Instituto Americano del Petróleo (API, por sus siglas en inglés) en 1989, y ampliadas en 1997, recomendaban el uso de revestimientos para piscinas de reserva, piscinas de producción, y otras piscinas para usos especiales en áreas ambientalmente sensibles (API, 1989, 1997).

19. En las décadas de los 70s y 80s (el mismo periodo en el cual Texpet se desempeñó como el operador de la antigua Concesión Petroecuador-Texaco en Ecuador), las piscinas sin revestimiento eran comúnmente usadas en campos petroleros en los Estados Unidos (ver la Figura 6). En 1984, de acuerdo con una encuesta de la industria llevada a cabo por la Agencia para la Protección Ambiental de los Estados Unidos (USEPA, 1986), aproximadamente 125000 piscinas en tierra estaban en uso en campos petroleros de los Estados Unidos, 97.5% de las cuales estaban construidas sin revestimiento sintético. Tan solo en 1983, la Comisión de Ferrocarriles de Texas, la cual vigila las actividades petroleras en Texas, recibió más de 11000 solicitudes de permisos para perforación, cada uno de los cuales involucraba la construcción de por lo menos una piscina de reserva (IOCC, 1983). En el estado de Louisiana, se estima que por lo menos 82000 piscinas en tierra sin revestimiento usadas para almacenamiento de lodos y rípios de perforación fueron construidas entre 1970 y 1985 (Louisiana State University, 2005).

**Figura 6: Número de Piscinas en Tierra Usadas en Campos Petroleros en los Estados Unidos: 1980's hasta el Presente**



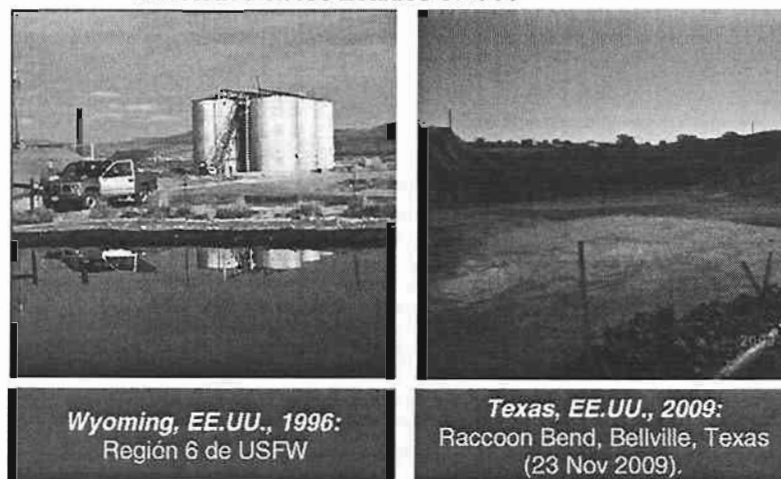
20. Para 1995, en respuesta a las nuevas regulaciones que requerían el cierre de piscinas antiguas e inactivas, el número de piscinas en tierra en uso en los Estados Unidos había disminuido a 55000, de las cuales, el 40% (22000) no contaban con revestimiento (ICF, 2000). No obstante, en 1995, en el estado de Louisiana aun existían 8099 piscinas en tierra, la mayoría de las cuales estaban en uso activo y 95% de las cuales no contaban con revestimiento (ICF, 2000). Además, entre 1997 y 1999, un inventario adicional realizado por la USEPA encontró que existían aproximadamente 27680 piscinas en tierra en campos petroleros en los estados de la región montañosa como Colorado, Wyoming, Montana, Utah, y Dakota del Norte y del Sur (USEPA Region 8, 2003).

21. Las piscinas en tierra sin revestimiento aun son comúnmente usadas hoy en día en los Estados Unidos para manejo de ciertos tipos de desechos petroleros, particularmente para piscinas de reserva usadas para contener lodos y rípios de perforación (ver la Figura 7). Por ejemplo, en Texas, datos de 2009 muestran que, de las 12059 piscinas autorizadas que aparecen en los registros, 7560 (63%) no cuentan con revestimiento sintético (Texas Railroad Commission, 2009), ya que la naturaleza de los desechos en la piscina y/o las condiciones del suelo natural no hacían necesario el uso de revestimiento.

Uso de Piscinas Petroleras en Latinoamérica y Ecuador

22. De igual manera que en las operaciones petroleras mundiales, en Latinoamérica, las piscinas en tierra eran comúnmente empleadas para contener lodos de perforación, rípios, y otros desechos asociados con la perforación y producción de un pozo de gas y petróleo. Las guías técnicas publicadas en 2005 por la ARPEL - Asociación Regional de Compañías Petroleras y de Gas Natural en Latinoamérica y el Caribe (ARPEL, 2005), proporcionan especificaciones generales para el diseño y construcción de piscinas en tierra para operaciones de perforación y recomiendan el uso de revestimientos de arcilla, cuando sean necesarios, para proveer una base impermeable. Sin embargo, las guías de la ARPEL mencionan que, como se demostró en estudios previos (Deeley, 1986), los mismos lodos de perforación pueden formar una masa filtrante natural de baja permeabilidad en la base de la piscina, que sirve para minimizar los impactos potenciales para el agua subterránea.

**Figura 7: Fotos Recientes de Piscinas Petroleras en Tierra en Uso Activo en los Estados Unidos**



23. En ciertos países Latinoamericanos, las regulaciones gubernamentales para el manejo y cierre de piscinas petroleras inactivas aparecieron por primera vez en la década de los 90s. Por ejemplo, en Venezuela, el Decreto 2635 publicado en Agosto de 1998 estableció procedimientos para el cierre de piscinas petroleras que son compatibles con las guías técnicas de la Orden Estatal de Louisiana No. 29-B, especificando un límite de limpieza de HTP de 10000 mg/kg para remediación de suelos (y, en algunos casos hasta de 30000 mg/kg). En 2001, PDVSA, la compañía petrolera estatal de Venezuela, anunció sus planes para comenzar un proyecto de eliminación de más de 12300 piscinas petroleras, que contenían más de 9 millones de barriles de petróleo degradado,



70 millones de barriles de agua, y 50 millones de barriles de sedimentos, que se habían acumulado a través de décadas de exploración y producción (El Mundo, 18 Abril 2001). En Colombia, aun cuando no se estableció un estándar numérico de limpieza para piscinas petroleras en la década de los 90s, el Ministerio de Ambiente permitía el uso del proceso de Acción Correctiva Basada en Riesgo (RBCA, por sus siglas en inglés) de la ASTM para desarrollar metas de remediación específicas para cada sitio. De acuerdo con este enfoque, la Concesión de Petróleo Neiva remedió 244 piscinas petroleras, con base en un estándar de limpieza para HTP de 30000 mg/kg para suelos y sedimentos en piscinas abiertas (Villegas, 1998). Con base en mi experiencia profesional personal, en 2006, Ecopetrol, la compañía estatal petrolera de Colombia, estableció un estándar de limpieza de suelo de 20000 mg/kg de HTP aplicable a la remediación de piscinas petroleras en 50 localizaciones del campo petrolero La Cira-Infantas.

24. En Ecuador, el Acuerdo 621, publicado en 1992 (dos años después de la finalización de las operaciones de Texpet), estableció las primeras normas que regulaban el diseño y construcción de piscinas petroleras. Específicamente, para piscinas petroleras en tierra usadas para contener lodos de perforación, ripios, o desechos de perforación, los suelos en la base y las paredes de la piscina debían estar compactados para alcanzar condiciones de baja permeabilidad (Acuerdo 621, Artículo 13). El Decreto Ecuatoriano 2982, el cual sustituyó el Acuerdo 621 en Agosto de 1995, por primera vez estableció el procedimiento general para cierre de piscinas petroleras; sin embargo, no estableció criterios numéricos para remediación de suelos de piscinas petroleras (es decir, límites para HTP y TCLP en suelos) hasta Febrero de 2001, cuando se publicó el Decreto 1215.
25. Ninguna de las regulaciones requería el uso de revestimiento sintético para piscinas petroleras, y Petroecuador hoy en día continua construyendo y usando piscinas en tierra sin revestimiento en la antigua Concesión Petroecuador-Texaco. Desde 1990, Petroecuador ha más que doblado el número de pozos en la antigua Concesión, perforando más de 414 nuevos pozos de gas y petróleo (IHS, 2009; Petroecuador, 2009), cada uno de los cuales implica el uso de piscinas en tierra para manejo de lodos de perforación, ripios, y desechos. Tan solo en los anteriores 3 años, Petroecuador ha construido más de 277 piscinas en tierra sin revestimiento asociadas con la perforación de 63 pozos nuevos en los campos petroleros de Guanta, Shushufindi, y Sacha (ver Figura 8; Adjunto I, Respuesta de Chevron al Sr. Barros, Enero 14, 2010).

#### Procedimientos Aceptados para Remediación de Piscinas Petroleras

26. Después de finalizar su uso y después de su retiro permanente de servicio, las piscinas en tierra son comúnmente cerradas mediante enterramiento in-situ (API, 1989; API, 1997; E&P Forum, 1993; IOCC, 1990; Texas RRC, 1984; Banco Mundial, 1998). Un inventario publicado en 1990 acerca de políticas y procedimientos en uso para cierre de piscinas petroleras en 12 estados de los Estados Unidos encontró que, en la mayoría de los estados, el 70% al 98% de las piscinas de reserva eran cerradas simplemente dejando que los contenidos líquidos se secan al aire y enterrando los contenidos sólidos de la piscina bajo una capa de suelo (Jones y Leuterman, 1990). Para piscinas en tierra que contuvieran agua o petróleo estancado, el método de cierre más común involucraba la remoción del petróleo libre mediante desnatado o filtración; evacuación del contenido de agua, y desecho, tratamiento, o inyección de los líquidos; estabilización del contenido de la piscina mediante mezcla con suelo y arado; e

instalación de una capa de suelo limpio (API, 1989; API, 1997; E&P Forum, 1993; 1996; IOCC, 1990; Texas RRC, 1984, Banco Mundial, 1998). Este mismo procedimiento de cierre in-situ aun es el método principal para remediación de piscinas hoy en día bajo las regulaciones aplicables en Texas y Louisiana (Texas RRC, 1984; LADOC 1986). La mezcla con suelos y arado también es el método más frecuentemente usado para tratar impactos a suelos asociados con derrames de petróleo crudo (API, 1989; API, 1997; Texas RRC, 1993).

**Figura 8: Fotos Recientes de Piscinas Petroleras en Tierra en Uso Activo en Ecuador**



*Regulaciones Ecuatorianas para Cierre de Piscinas y Acciones Recientes de Petroecuador*

27. En Agosto de 1995 (aproximadamente al mismo tiempo en el que comenzó el programa de remediación de Texpet), el mismo procedimiento general para cierre de piscinas definido por las guías internacionales fue codificado en el Decreto Ecuatoriano 2982, Artículo 30, el cual fue posteriormente actualizado y ampliado por el Decreto 1215, Artículo 59, en Febrero de 2001. Hoy en día, Petroecuador emplea este mismo procedimiento general en su esfuerzo para cerrar todas las piscinas que aun quedan en el área de la antigua Concesión (PEPDA, 2007). En Junio de 2005, Petroecuador comenzó los trabajos de su programa "PEPDA" encaminado a remediar un total reportado de 550 piscinas, 870 fosas (piscinas secas o piscinas de agua), derrames, tanques, y aguas negras/residuales en la totalidad del área de producción en el Oriente, con un costo estimado de \$121,2 millones (Cronograma para la Eliminación de Pasivos Ambientales, PEPDA, 2007a). Este programa de remediación incluye las piscinas en la antigua Concesión Petroecuador-Texpet que datan de la época de Texaco, pero que aun no habían sido remediadas por Petroecuador (El Telégrafo, 20 Octubre 2006; El Comercio, 29 Octubre 2006; Ministerio de Energía y Minas, 2007).
28. En Diciembre de 2007, tan solo 1,5 años después de su inicio, el programa PEPDA había empezado o completado la remediación de 228 de las 550 piscinas abiertas que se estimaba existían en la región Oriente, incluyendo las operaciones de Petroecuador fuera de de la antigua Concesión Petroecuador-Texaco así como 148 (40%) de las 370 piscinas que se estimaba estaban localizadas dentro de antigua Concesión (PEPDA, 2007b). En Febrero de 2008, Petroecuador estableció la Vicepresidencia Corporativa



para el Ambiente, la Responsabilidad Social, la Seguridad, y la Salud y cambió el programa PEPDA a la Unidad de Mitigación y Remediación (UMR) (Petroecuador, 2009a), estableciendo la meta de eliminar todas las piscinas y pasivos ambientales restantes para el 2013 (El Universo, 21 Junio 2009).

### **2.1.2 Manejo de Agua de Producción**

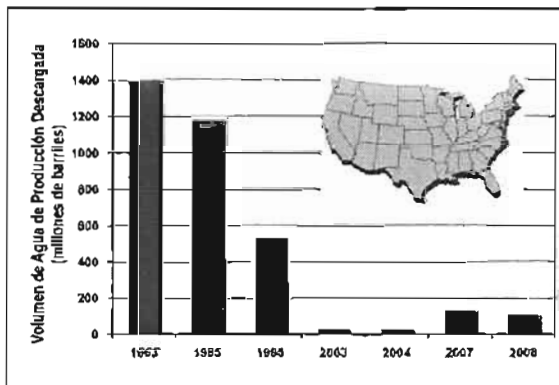
29. El agua de producción, que también se conoce como “agua de formación”, es agua que se encuentra dentro de una formación geológica que contiene petróleo crudo o gas natural y es extraída (es decir, “producida”) en un pozo petrolero junto con el petróleo y el gas natural, como parte de las operaciones normales. El agua de producción debe ser separada de los flujos de petróleo y gas antes de su procesamiento y normalmente es tratada como un material de desecho. Con el tiempo, la cantidad de agua producida en un pozo petrolero (es decir, el “corte de agua”) puede incrementarse, en la medida en la que el depósito de petróleo crudo se agota y el pozo extrae más y más agua de la formación por cada barril de petróleo generado. En los Estados Unidos, en promedio, más de 7 barriles de agua de producción son generados por barril de petróleo (Veil et al, 2004). El manejo del agua de producción representa un reto progresivo en los “campos maduros”, ya que con el tiempo se requiere una ampliación de las instalaciones para manejar mayores volúmenes de agua.
30. En las décadas pasadas, para las operaciones costa adentro, las prácticas prevalentes para manejo de agua de producción han cambiado considerablemente. Mientras que en el pasado, el agua de producción comúnmente era descargada a los cuerpos de agua superficial cercanos (por ejemplo, ríos y arroyos), hoy en día el agua de producción frecuentemente es re-inyectada en la formación de petróleo y gas, la cual contiene agua con un nivel de salinidad similar. La re-inyección sirve no solo para desechar el agua de producción, si no, en muchos casos, es indicada para aumentar la producción de petróleo mediante una tecnología conocida como “waterflooding.” Sin embargo, en muchos campos petroleros alrededor del mundo, la descarga de agua de producción hacia el agua superficial continúa siendo una práctica común (ver las Figuras 9A y 9B).
31. A continuación se encuentra una discusión sobre la composición química del agua de producción así como el historial del manejo de esta agua en campos petroleros alrededor del mundo y en Ecuador.

#### Composición Química del Agua de Producción

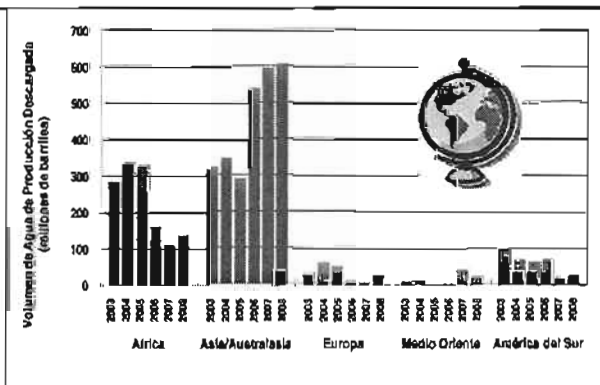
32. La composición química del agua de producción varía considerablemente, dependiendo de las características geoquímicas del reservorio de petróleo de donde es extraída (Veil et al, 2004). El agua de producción, que ha estado en contacto con las rocas de la formación por miles de años, puede disolver una porción de los minerales (o “sales”) de las rocas, y, como resultado, puede ser moderada a altamente salina. Sin embargo, la salinidad del agua de producción varía dramáticamente entre formaciones geológicas y entre regiones geográficas, variando desde fresca hasta altamente salobre, inclusive excediendo la salinidad del agua de mar en algunos campos petroleros. Por ejemplo, dentro de la antigua Concesión Petroecuador-Exxon, las concentraciones de cloruro en el agua de producción de los distintos campos petroleros varían desde 700 mg/L hasta 30000 mg/L, y en promedio son de 15000 mg/L, lo cual es aproximadamente 4 veces menor que los niveles típicos de cloruro en el agua de producción de los campos petroleros de los Estados Unidos (USGS, 2009; Neff, 2006). El agua de producción

también contiene bajas concentraciones de pequeñas gotas de petróleo dispersas (Veil, 2004). Además, el agua de producción puede contener algunos de los mismos metales que se encuentran en el petróleo crudo (por ejemplo, zinc, plomo, manganeso, hierro, y bario) y trazas de los productos químicos usados para la perforación y el desarrollo del pozo (Veil et al, 2004).

**Figura 9A: Volumen de Agua de Producción Descargada Costa Adentro en América del Norte: 1963 - 2008**



**Figura 9B: Volumen de Agua de Producción Descargada Costa Adentro en el Mundo: 2003 - 2008**



**NOTAS:**

- 1) El volumen reportado para 1963 en los Estados Unidos incluye descargas no registradas (1000 millones de barriles), que se asume que han sido descargados en tierra firme. (IOCC, 1965)
- 2) Los volúmenes reportados para 1985 y 1995 en los Estados Unidos incluyen descargas de la producción de metano en reservas de carbón y descargas costeras (descargas a pantanos y bahías). (Wakim, 1987; ICF, 2000)
- 3) Los volúmenes reportados para 2003 - 2008 corresponden a los de América del Norte. (OGP, 2006, 2009)

**NOTAS:**

- 1) Los datos presentados por la Asociación Internacional de Productores de Petróleo y Gas, OGP, están basados en volúmenes reportados por 27-32 compañías petroleras y de gas en 54-62 países. Los datos reflejan la producción de las compañías que reportaron, la cual fluctúa entre 20% a 98% de la producción total; por consiguiente, esta figura representa la tendencia en descarga a lo largo del tiempo en vez del volumen total.
- 2) Los volúmenes reportados para 2003-2005 fueron obtenidos de OGP, 2006; y los volúmenes de 2006-2008 de OGP, 2009.

**Historial del Manejo de Agua de Producción en los Estados Unidos y en el Mundo**

33. En las décadas de los 60s, 70s, y 80s, la práctica común para el manejo de agua de producción en los Estados Unidos así como en otros países alrededor del mundo consistía en su tratamiento en una serie de tanques o lagunas en tierra para remover el petróleo, las emulsiones y los sólidos, seguido de una descarga a un cuerpo de agua superficial cercano o a la superficie del terreno. En las pasadas dos décadas, en respuesta a las regulaciones emitidas en varios países, la re-inyección en la formación geológica de donde se produjo el petróleo se ha establecido como el método recomendado para desechar el agua de producción. Sin embargo, aun hoy en día, más de 930 millones de barriles de agua de producción son descargados cada año a la superficie en operaciones petroleras costa adentro alrededor del mundo (OGP, 2009; ver la Figura 9B). En los Estados Unidos, el nivel de descargas costa adentro permaneció relativamente estable a través de las décadas de los 60s, 70s y 80s, pero disminuyó significativamente después de 1985 debido a la implementación de nuevas regulaciones a nivel federal (ver la Figura 9A). En los Estados Unidos, las reglas del

Sistema Nacional de Eliminación de Descargas de Contaminantes (NPDES, por sus siglas en inglés) emitidas en 1979 marcaron el inicio de las regulaciones para el agua de producción a nivel federal en los Estados Unidos, ya que, por primera vez, se estableció un criterio para la localización y la composición química de tales descargas al agua superficial. No obstante, mediante permisos estatales y federales, volúmenes significativos de agua de producción continuaron siendo descargados al agua superficial en los 80s, con más de 1180 millones de barriles descargados en los Estados Unidos en 1985 (Wakim, 1987; también ver la Figura 9A).

34. En 1991 la USEPA publicó el "Permiso General" para descargas costa adentro, el cual prohibía las descargas al agua superficial, excepto para pozos que produjeran agua de producción apropiada para otros usos o pozos que produjeran menos de 10 barriles de petróleo por día (USEPA, 1991; Zachos, 1993). Para 1995, los volúmenes reportados de agua de producción descargada al agua superficial disminuyeron a 537 millones de barriles por año y a 33 millones de barriles por año en 2003 (ICF, 2000; OGP, 2006, 2009). Sin embargo, en algunos estados de los Estados Unidos como Louisiana, los operadores continuaron descargando agua de producción costa adentro hasta finales de los 90s, bajo extensiones otorgadas por la agencia de regulación estatal (LADEQ, 1997), y, en 1992, la Comisión de Ferrocarriles de Texas, quien regula las operaciones petroleras en Texas, aceptó 85 solicitudes para descarga de agua de producción (McFaddin, 1996).
35. Sondeos recientes indican que, para el 2003 en los Estados Unidos, aproximadamente el 92% del agua de producción es re-inyectada, de la cual el 71% es inyectada en operaciones de waterflooding para mejorar la recuperación del crudo (Veil et al, 2004). Del 8% del volumen de agua de producción que no es re-inyectada, el 5% es tratada y descargada, o apropiada para reutilización, debido a su baja salinidad, mientras que el 3% es manejada en lagunas de evaporación o percolación. Incrementos moderados en las descargas de agua de producción en los Estados Unidos posteriores al 2004 (ver la Figura 9A) pueden reflejar el mayor desarrollo del gas metano en depósitos de carbón en los Estados Unidos, lo que puede conllevar descarga de volúmenes importantes de agua de producción de baja salinidad.
36. Los volúmenes reportados de agua de producción descargados costa adentro en la pasada década en varias regiones productoras de petróleo alrededor del mundo están graficados en la Figura 9B. Como se muestra en esta figura, en el periodo entre 2003 y 2008, las descargas de agua de producción reportadas se han incrementado dramáticamente en Asia y moderadamente en el Medio Oriente (OGP, 2006, 2009). Sin embargo, en Latinoamérica, las descargas costa dentro de agua de producción han disminuido, ya que el cambio de descarga superficial a re-inyección de agua de producción ha sido aproximadamente paralelo al proceso en los Estados Unidos, aunque a un paso más lento (ver la Figura 9B). Sin embargo, los datos disponibles indican que, en el 2008, más de 930 millones de barriles de agua de producción aun eran descargados por año en operaciones petroleras costa adentro alrededor del mundo, incluyendo 28 millones de barriles por año en Latinoamérica (OGP, 2009).
37. En Venezuela, el Decreto 2224 de 1992 estableció la re-inyección como el método preferido de manejo; sin embargo, se permite continuar la descarga superficial a ríos, arroyos, lagos o estuarios conforme a los requerimientos para calidad del agua del Decreto No. 883 de 1995. México emitió similares limitaciones a efluentes para la

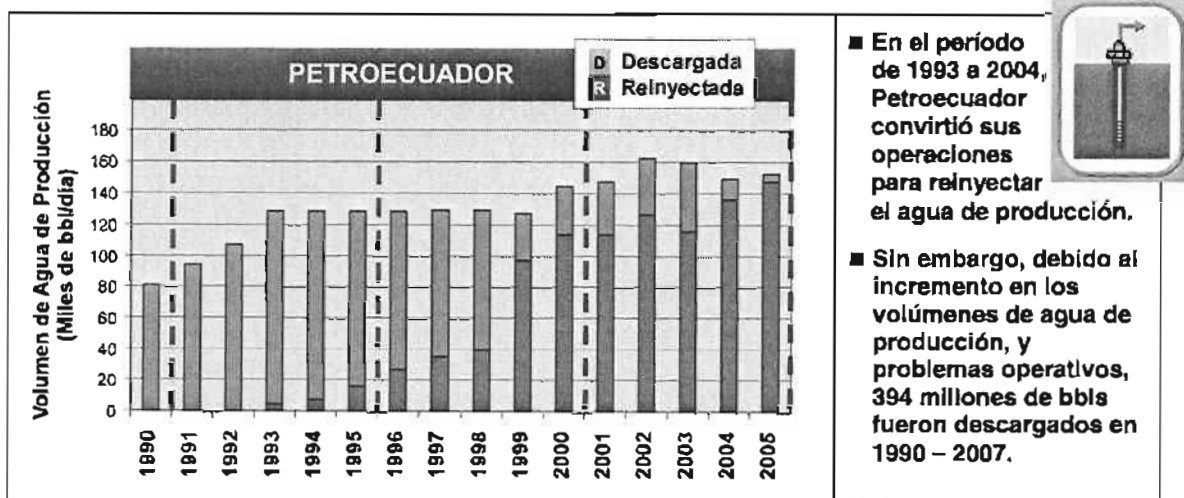
descarga de agua de producción por primera vez en el 2005 (NOM 143). En Colombia, el Decreto 1594 de 1984 también estableció los estándares para descargas permitidas de agua de producción, sujetos a las consideraciones de posibles impactos en el cuerpo de agua receptor; sin embargo, hasta el 2006, cuando dirigí una auditoría ambiental en el campo petrolero La Cira-Infantas, Ecopetrol aun estaba descargando aproximadamente 17500 barriles de agua de producción por día en ese campo petrolero en particular.

38. Las guías técnicas publicadas por el Banco Mundial en 1998 para operaciones petroleras (Banco Mundial, 1998) identifican la descarga superficial como una práctica aceptable para el manejo de agua de producción, sujeta a consideraciones de calidad del agua. Similarmente, en 1992, las guías técnicas de la Asociación Internacional de Productores de Gas y Petróleo (antiguamente conocida como "E&P Forum", 1991) recomendaban la re-inyección de agua de producción en campos petroleros en regiones tropicales, pero también permitían la descarga superficial para los casos en los que el adecuado tratamiento y la descarga no impactaran el ecosistema o la salud humana.

Historial del Manejo del Agua de Producción en Ecuador

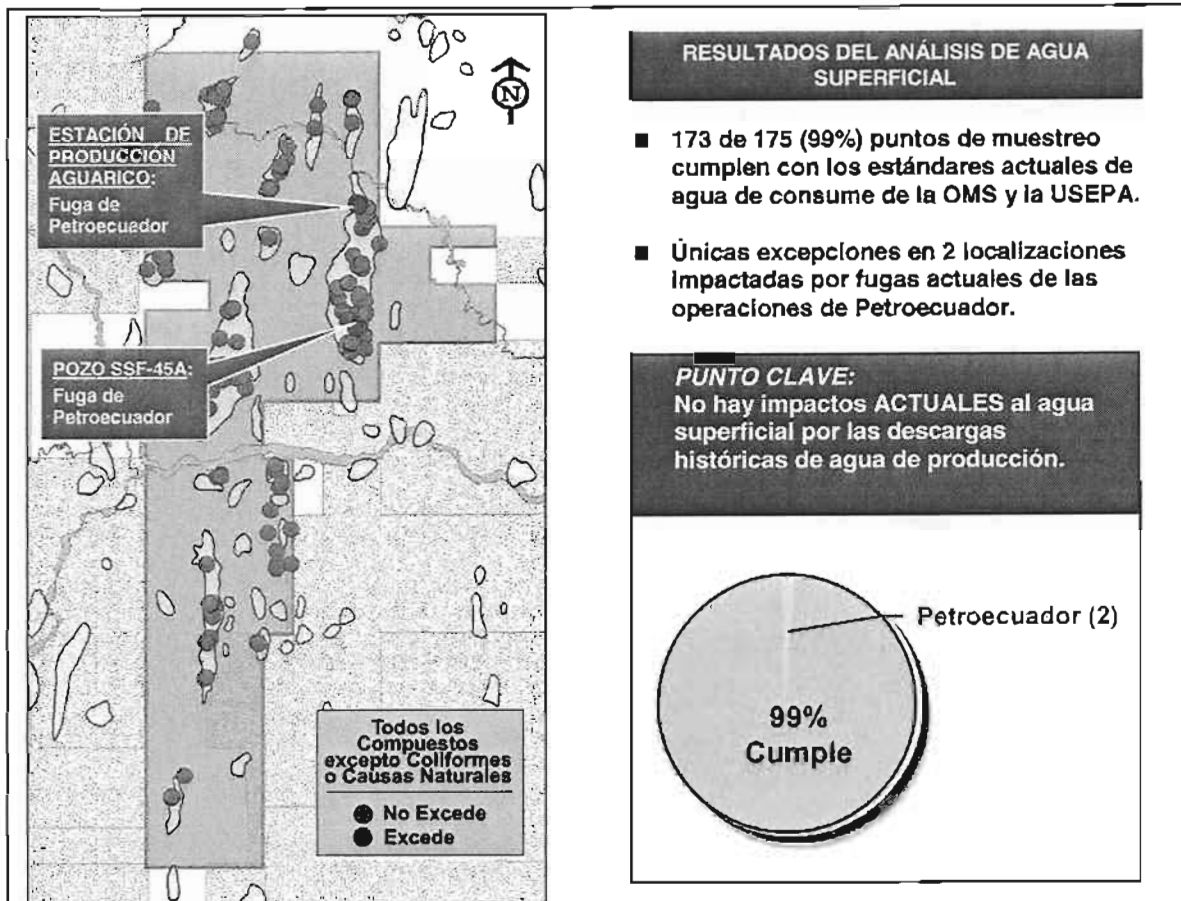
39. En Ecuador, el Acuerdo 621, emitido en 1992, dos años después de la terminación de las operaciones de Texpet, estableció por primera vez límites numéricos específicos para la descarga de agua de producción en aguas superficiales. Anteriormente a esa fecha, el agua de producción de la antigua Concesión Petroecuador-Texaco era descargada al agua superficial, como lo permitía las regulaciones aplicables. Sin embargo, en el periodo entre 1993 y 2004, gracias en parte a los equipos y los fondos entregados por Texpet, Petroecuador instaló sistemas de re-inyección para agua de producción en cada una de las 18 estaciones de producción en la antigua Concesión, empezando con las estaciones de producción Auca Sur, Auca Central, y Yuca en 1993 y terminando la conversión en el 2004, con la activación del sistema de re-inyección en la estación de producción de Cononaco (ver la Figura 10; Adjunto D, Respuesta de Chevron al Sr. Barros, Enero 14, 2010).

**Figura 10: Volúmenes y Manejo de Agua de Producción en la Antigua Concesión Petroecuador-Texaco: 1990 – 2005**



40. Hoy en día, todas las estaciones de producción en la antigua Concesión están equipadas con sistemas de re-inyección; sin embargo, bajo la administración de Petroecuador, aun se continua descargando agua de producción a la superficie en un número de localizaciones debido a problemas de operación y mantenimiento (Controlaría General del Estado, 2005; Petroproducción, 2008). En efecto, los registros de operación disponibles indican que, debido al aumento de los volúmenes de agua de producción generados en los campos petroleros y a la continuación de las descargas por parte de Petroecuador, se descargó más agua de producción a la superficie por parte de Petroecuador durante el periodo entre 1990 y 2007 (861 millones de barriles producidos, de los cuales 394 millones de barriles fueron descargados) que la que se descargó en los anteriores 18 años durante la operación de Texpet entre 1972 y 1990 (377 millones de barriles producidos y descargados) (Adjunto D, Respuesta de Chevron al Sr. Barros, Enero 14, 2010).
41. El impacto potencial del agua de producción en el cuerpo de agua superficial en el cual es descargada depende de la composición química del agua de producción, el grado de dilución que ocurra después de la mezcla con el flujo del río o arroyo, y el lavado del agua salina por el agua lluvia y el flujo de agua superficial posteriormente a la terminación de la descarga. En el periodo entre 2004 y 2008, el muestreo y análisis del agua superficial de ríos y arroyos en cientos de localizaciones en la antigua Concesión Petroecuador-*Texaco* demostró que el 98% (173 de 175) de las localizaciones cumplieron con los estándares para agua de consumo, según lo establecido por la OMS y la USEPA (Connor et al, 2008a; ver la Figura 11 abajo). Estas localizaciones de muestreo incluyen puntos ubicados directamente aguas abajo de los antiguos puntos de descarga de agua de producción en todas las 11 estaciones de producción en la antigua Concesión, y no se encontraron impactos actuales en la calidad del agua superficial provocados por las pasadas descargas de agua de producción en el área de la antigua Concesión. En efecto, las únicas dos localizaciones de muestreo donde se observaron impactos al agua superficial (es decir, corrientes de agua con salinidad elevada o concentraciones de hidrocarburos de petróleo) estaban asociadas con la continuación de las descargas de agua de producción por parte de Petroecuador.
42. Además, los resultados de un estudio sobre condiciones de la vegetación en 14 antiguos puntos de descarga demostraron que la vegetación era densa y se encontraba saludable en todas las 14 estaciones de producción investigadas, sin indicaciones de estrés vegetativo como resultado de las pasadas descargas de agua de producción (Connor et al, 2008b).

Figura 11: Resultados de Análisis de Agua Superficial en la Antigua Concesión: 2004 - 2008

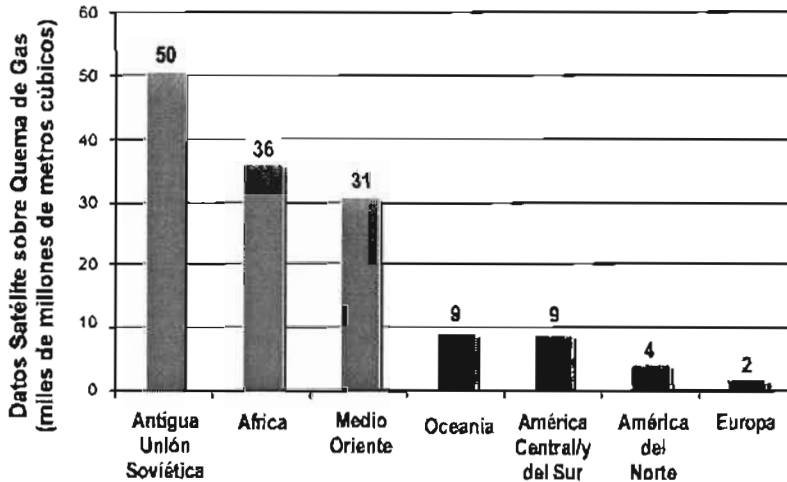


### 2.1.3 Combustión de Gas Natural en Mecheros

43. En el 2008, aproximadamente 141000 millones de metros cúbicos de gas natural asociado con la producción de petróleo se quemaron anualmente en mecheros de campos petroleros alrededor del mundo, un nivel que ha permanecido relativamente estable desde 1994 (NOAA, 2010). Aunque el gas natural puede representar un recurso energético valioso, la combustión del gas en mecheros en los campos petroleros continua siendo una práctica común debido a las limitaciones económicas y técnicas específicas de cada campo, lo que incluye bajos volúmenes de gas que no son económicamente viables, ausencia de gaseoductos para la recolección y distribución, falta de mercados locales para el gas, y/o infraestructura insuficiente para acceder a los mercados internacionales. Como se muestra en la Figura 12, en el 2008, volúmenes importantes de gas aun eran quemados en mecheros en todas las principales regiones productoras de petróleo alrededor del mundo. En Centroamérica y Suramérica específicamente, aproximadamente 6300 millones de metros cúbicos de gas son quemados anualmente en mecheros en solo México, Venezuela, y Brasil (NOAA, 2010).



**Figura 12: Volúmenes de Gas Natural Asociado Quemado en Mecheros en Varias Regiones del Mundo en el 2008**



**Mechero de gas natural en la estación de producción Shushufindi Central, 28 Mayo 2004**

FUENTE: NOAA, 2010. "Gas Flaring Estimates,"  
Centro Nacional de Datos Geofísicos,  
[http://www.ngdc.noaa.gov/dmsp/interest/gas\\_flares.html](http://www.ngdc.noaa.gov/dmsp/interest/gas_flares.html).

El total para América Central/ América del Sur incluye los siguientes (volumen de gas quemado está en miles de millones de metros cúbicos)  
Argentina 0.75; Bolivia 0.074; Brasil 1.1; Chile 0.071  
Colombia 0.37; Ecuador 1.1; México 2.6; Perú 0.056  
Trinidad 0.18; Venezuela 2.6

44. Internacionalmente, incluyendo Ecuador y los Estados Unidos, los mecheros son reconocidos por agencias normativas gubernamentales como un método seguro y eficiente para desechar los excesos de gas natural, y, en muchos casos, los mecheros son requeridos para prevenir descargas directas de gas al medio ambiente. La Asociación Internacional de Productores de Gas y Petróleo (OGP, por sus siglas en inglés) ha reconocido que "la opción de descargar el gas a la atmósfera mediante combustión y venteo es una práctica esencial en la producción de petróleo y gas, principalmente por razones de seguridad" (OGP, 2000).
45. En los Estados Unidos, la USEPA ha publicado varias guías técnicas (USEPA, 1978, 1992) que describen la combustión de gas en mecheros como un método común y efectivo para controlar las emisiones de gas en campos petroleros. La combustión de gas en mecheros cumple dos importantes funciones: i) prevenir potenciales explosiones causadas por la descarga directa del gas, y ii) controlar la emisión de hidrocarburos a la atmósfera. Estudios realizados por la USEPA muestran que los mecheros son extremadamente efectivos para destruir gases de hidrocarburos, con tasas de destrucción que generalmente exceden el 98% (ver la lista de referencias acerca de "Eficiencia de los Mecheros para la Combustión de Gas" en la Sección 5 de este informe).
46. De acuerdo con el Contrato de Concesión de Texpet y el Decreto 925, publicado por el gobierno de Ecuador en Agosto de 1973, todo el gas natural producido en la Concesión Petroecuador- Texaco pertenecía al gobierno, quien retenía los derechos exclusivos sobre su uso y/o desecho durante el periodo completo de las operaciones de Texpet. Desde Febrero de 1995, cuando el Acuerdo 621 fue publicado ("Reglas Ambientales

para las Actividades Hidrocarburíferas en Ecuador", Artículo 21), las normas ambientales en Ecuador han requerido que el gas proveniente de las operaciones petroleras y gasíferas sea quemado antes de su descarga al medio ambiente, sujeto a límites máximos de emisiones. Los requerimientos de monitoreo de emisiones de mecheros fueron establecidos por primera vez en Ecuador con la publicación del Decreto 1215 en Febrero de 2001.

47. En el 2002, en la Cumbre Mundial sobre Desarrollo Sostenible, el Grupo del Banco Mundial estableció la iniciativa para Reducción de Combustión de Gas en Mecheros (GGFR, por sus siglas en inglés) para respaldar los esfuerzos de la industria del petróleo y los gobiernos nacionales por mejorar la utilización de los recursos de gas natural mediante la reducción de la cantidad de gas natural que es actualmente desechado mediante combustión o venteo en mecheros en campos petroleros alrededor del mundo (Banco Mundial, 2002, 2010a, 2010b). Para este propósito, la GGFR busca promover normas efectivas y reducir los obstáculos para la utilización del gas natural, como son la infraestructura insuficiente y el escaso acceso a mercados energéticos locales e internacionales, particularmente en países en vía de desarrollo. Tanto Chevron como Petroecuador, junto con otras 17 compañías nacionales e internacionales, son miembros de la GGFR. En la conferencia de GGFR en Quito en el 2006, el Ministro de Energía y Minas de Ecuador reportó que en las 16 operaciones petroleras activas en Ecuador, aproximadamente el 51% del gas natural es recuperado en vez de quemado en mecheros, con el mayor porcentaje de recuperación (62%) alcanzado en la antigua Concesión Petroecuador-Exaco, hoy en día operada por Petroproducción (W. Prieto, Dirección Nacional de Hidrocarburos, 2006).

#### **2.1.4 Auditorías Ambientales de las Operaciones de la Antigua Concesión, 1992 - 1993**

48. En el periodo comprendido entre 1992 y 1993, se llevaron a cabo dos auditorías ambientales de las operaciones petroleras en la antigua Concesión Petroecuador-Exaco con el fin de evaluar el historial de cumplimiento de las regulaciones ambientales aplicables y caracterizar las condiciones ambientales presentes: i) una auditoría por la compañía HBT Agra, Limited realizada en representación del Ministerio de Energía y Minas, Petroecuador, Petroamazonas (una subsidiaria de Petroecuador), y Texpet, y ii) una auditoría paralela por la compañía Fugro-McClelland, Inc., realizada en representación de Texpet solamente. La auditoría de HBT Agra incluía la inspección física del 50% de los pozos (163), 20% de las líneas de flujo, 20% de los oleoductos secundarios (38 km), 22 estaciones de producción, y una instalación de waterflood (HBT-Agra, Octubre 1993). La auditoría separada de Fugro-McClelland incluía la inspección del 50% de los pozos, 18 estaciones de producción, 6 campamentos base, y 30 millas de oleoductos (Fugro-McClelland, Octubre 1992). En combinación, estos dos informes representan una auditoría muy rigurosa de las operaciones petroleras en el área de la antigua Concesión Petroecuador-Exaco. El alcance y los procedimientos de estas dos auditorías ambientales fueron generalmente consistentes con las guías técnicas establecidas para auditorías de instalaciones industriales, en particular, de operaciones petroleras, como se ha discutido en varias publicaciones Greeno et. al., 1985; Guckian et. al., 1993; Nelson, 1998).



49. Para la Antigua Concesión Petroecuador-Exaco, los dos informes de auditoría mencionaron la presencia de condiciones ambientales (piscinas, suelos afectados con petróleo, etc.) que podrían requerir una remediación, pero concluyeron que las operaciones del campo eran consistentes con las prácticas típicas en otras áreas selváticas tropicales de la época. A continuación se discuten los hallazgos principales a este respecto:
- a) **HBT Agra, Ltd., Octubre 1993, "Evaluación y Auditoría Ambiental de los Campos Petroleros del Consorcio Petroecuador-Exaco hasta Junio 30 de 1990":**
- "...(N)o se desarrollaron estándares técnicos en asociación con las leyes Ecuatorianas para el periodo entre 1964 y 1990 que puedan constituir una base para la evaluación del cumplimiento." [página x]*
- "Una revisión de las prácticas del Consorcio reveló que en general estas se ajustan a las prácticas operacionales típicas en otras áreas selváticas tropicales." [página xi]*
- b) **Fugro-McClelland, Inc., Octubre 1992, "Auditoría Ambiental Final de las Prácticas 1964 – 1990, Consorcio Petroecuador-Exaco, Oriente, Ecuador":**
- "Las operaciones de Texpet entre 1964 y 1990 cumplieron con las leyes y regulaciones Ecuatorianas y las prácticas de la industria para la sísmica, la perforación exploratoria y muchas áreas de perforación en desarrollo/operaciones de producción." [página E-1]*
50. Como se detalla en las Secciones 2.1.1 a 2.1.3 arriba, mi evaluación de la información disponible confirma los hallazgos de los informes de Auditoría de HBT-Agra y Fugro-McClelland. Específicamente, en el periodo de tiempo durante el cual Texpet se desempeñó como el operador de la Concesión (hasta Junio de 1990), el uso de piscinas en tierra para contener desechos líquidos aceitosos en los pozos; el manejo del agua de producción mediante tratamiento y descarga a corrientes superficiales; y la combustión en mecheros del gas natural no utilizable eran prácticas consistentes con las regulaciones Ecuatorianas aplicables, así como con las prácticas comunes en la industria del petróleo en aquella época.
51. Un informe de 1994, preparado por la Comisión de Verificación del Congreso Nacional de Ecuador (Congreso Nacional de Ecuador, 1994) critica el programa de auditoría de HBT-Agra por no incluir una Evaluación de Impacto Ambiental completa que cubriera los posibles efectos ecológicos, culturales, y sociales del desarrollo del campo petrolero. El informe recomienda que la auditoría considere los efectos del desarrollo del campo petrolero en el ecosistema de la región Amazónica, incluyendo compensaciones a las comunidades afectadas. Sin embargo, con base en mi propia experiencia en auditorías similares, así como en guías publicadas (Greeno et al, 1985; Guckian et al, 1993; Nelson, 1998), puedo afirmar que las auditorías ambientales pretenden evaluar el cumplimiento con las regulaciones, políticas, y procedimientos ambientales aplicables en el momento de la auditoría, lo cual es totalmente diferente del alcance de un Estudio de Impacto Ambiental. Según mi revisión, el alcance de la auditoría de HBT-Agra era

consistente con los estándares para auditorías ambientales de instalaciones petroleras, los cuales no incluyen las tareas adicionales sugeridas por la Comisión de Verificación.

52. Aunque, como se mencionó arriba, ambos informes de auditoría concluyen que las operaciones eran generalmente consistentes con las prácticas prevalentes, los informes identifican un número de condiciones ambientales que requerían remediación, incluyendo la presencia de piscinas abiertas, suelos afectados por petróleo, y descargas de agua de producción. Para los sitios inspeccionados, el informe de HBT-Agra (HBT-Agra, Octubre 1993, Vol. II, Tablas 4.5 a 4.9) estima un costo total de remediación de aproximadamente \$13,3 millones (EE.UU.) para remediación de suelos impactados por derrames y piscinas abiertas en 163 pozos (\$4,9 millones) y 18 estaciones de producción (\$8,4 millones). Fugro-McClelland estima que el costo total de remediación de los suelos afectados y 120 piscinas en sitios de pozos (\$3,9 millones) y las modificaciones a los sistemas de manejo de agua de producción en las estaciones de producción (\$2,95 millones) es de aproximadamente \$6,85 millones (Fugro-McClelland, Octubre 1992, Sección 5). Las acciones de remediación identificadas en estos informes de auditoría constituyeron, en parte, una base para el alcance del trabajo del proyecto de remediación de Texpet, como se definió posteriormente en el Contrato y el Plan de Acción de Remediación aprobado por el Gobierno de Ecuador y Petroecuador en 1995.

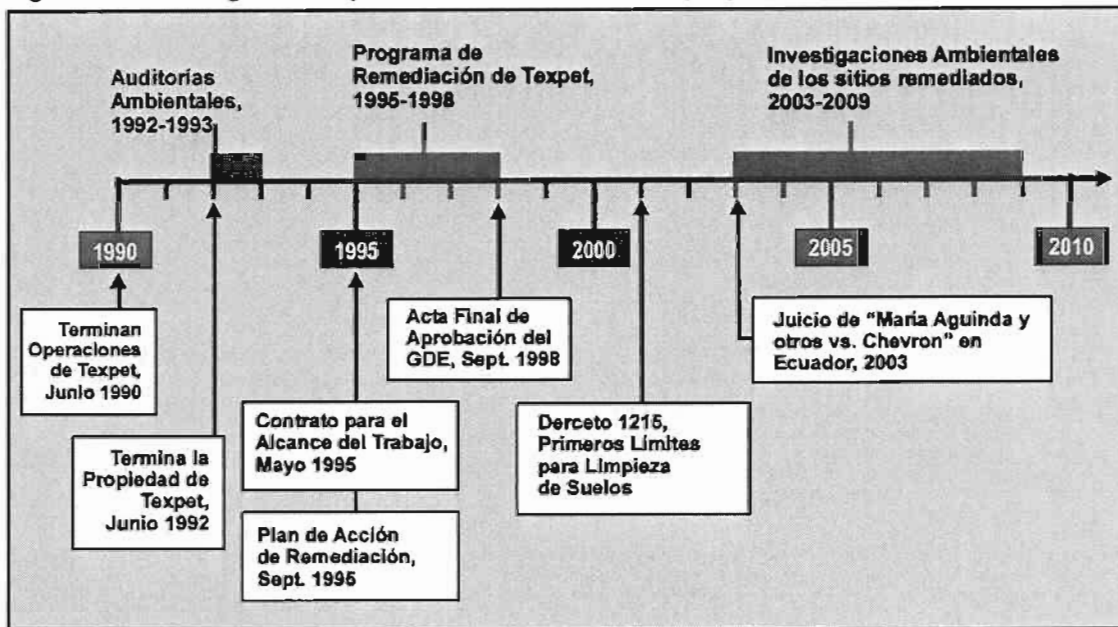
## **2.2 Resumen del Programa de Remediación de Texpet, 1995 a 1998**

53. El alcance, planeamiento, ejecución, y aprobación del trabajo de remediación llevado a cabo por Texpet en la antigua Concesión Petroecuador-Texaco en el periodo entre 1995 y 1998 esta documentado en gran detalle en el Alcance del Trabajo (SOW, por sus siglas en inglés), el Plan de Acción de Remediación (RAP, por sus siglas en inglés), registros de inspecciones de sitios, reportes de laboratorio, fotografías, Actas gubernamentales, y el Informe Final emitido para el proyecto (ver la Sección 5.0 Lista de Referencias). La cronología de los principales eventos y documentos relacionados con este programa de remediación esta ilustrada en la Figura 13 y se describe en más detalle abajo.

### **2.2.1 Historial del Desarrollo del Campo Petrolero en la Concesión Petroecuador-Texaco**

54. La antigua Concesión Petroecuador-Texaco, localizada en la región Oriente en el noreste de Ecuador, fue el primer desarrollo exitoso de gas y petróleo en el país (ver la Figura 14), iniciando en 1967. Actualmente, el área de la antigua Concesión esta rodeada por muchos otros campos petroleros del Distrito Amazónico, el cual comparte su frontera y esta bañado por los mismo ríos. En total, hay más de 1600 pozos de gas y petróleo activos en esta región, produciendo más de 184 millones de barriles de petróleo crudo anualmente, de los cuales, la antigua Concesión, hoy en día operada por Petroproducción, representa aproximadamente el 27% (50 millones de barriles anuales).

Figura 13: Cronología del Proyecto de Remediación de Texpet y Eventos Asociados



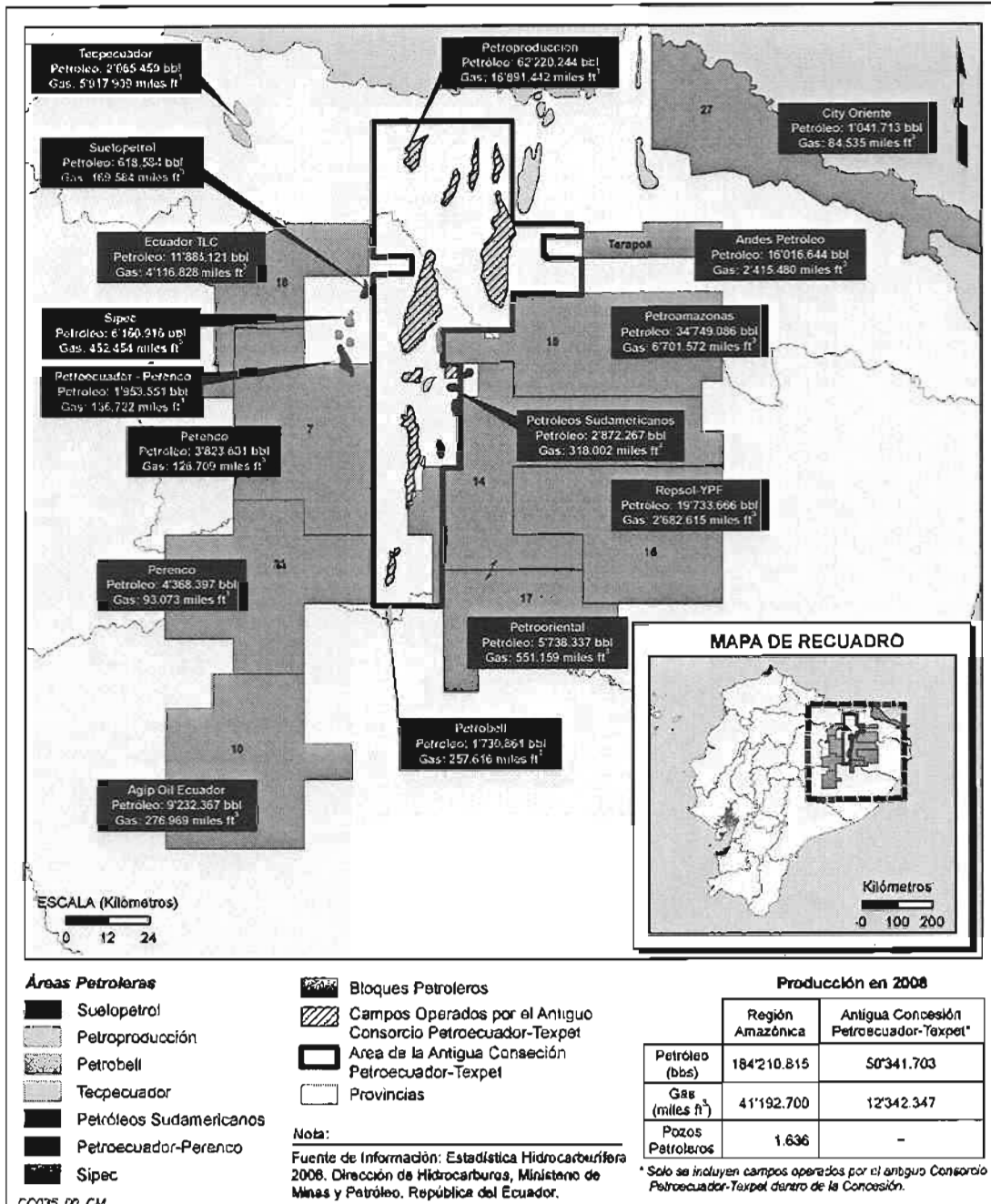
55. Bajo los términos del acuerdo de 1964, revisado en 1973, se le otorgó a Texaco Petroleum Company (Texpet) una participación minoritaria en las actividades de exploración y producción petrolera en el área de 400000 hectáreas de la Concesión Petroecuador-Texaco localizada en las provincias de Sucumbíos y Napo. En 1977, de acuerdo con el Decreto Supremo No. 1438, la propiedad de la Concesión correspondía en un 67,5% a Petroecuador y en un 37,5% a Texpet, siendo Texpet el operador del campo. Después de un hallazgo inicial de petróleo en el Pozo Lago Agrío No. 1 en Febrero de 1967, el Consorcio procedió a desarrollar y operar un sistema de 16 campos petroleros en el Oriente, con un total de 321 pozos petroleros, 18 estaciones de producción, 6 campamentos base, y oleoductos asociados. En 1972, el Oleoducto Transecuatoriano, de 318 millas de longitud, fue construido entre Lago Agrío y una terminal en Esmeraldas en la costa Pacífica. El 100% de la propiedad de este oleoducto fue transferida a Petroecuador en 1986, quien asumió su total operación en 1989. El 1 de Julio de 1990, conforme al acuerdo de la Concesión, la operación de los campos del Oriente fue transferida a Petroecuador. La propiedad plena de la Concesión fue transferida a Petroecuador el 1 de Julio de 1992. Después de esta fecha, Texpet no tuvo ninguna participación en operaciones petroleras en Ecuador.

### 2.2.2 Memorando de Entendimiento, Diciembre 1994

56. Las auditorías ambientales realizadas en el periodo entre 1992 y 1993 en la antigua Concesión Petroecuador-Texaco (ver la Sección 2.1.4) identificaron un número de condiciones ambientales, que incluían piscinas abiertas, suelos afectados por petróleo, y sistemas de manejo de agua de producción que podían ser resueltas como parte del desmantelamiento de las operaciones de Texpet. El Memorando de Entendimiento (MOU, por sus siglas en inglés) firmado por los representantes del Ministerio de Energía y Minas de Ecuador, Petroecuador, y Texpet en Diciembre 14 de 1994, mencionaba que las partes desarrollarían el Alcance del Trabajo para la remediación ambiental y las acciones socioeconómicas a ser implementadas por Texpet, a cambio de una liberación

de demandas futura. Además, el trabajo que debía ser llevado a cabo por Texpet y sus contratistas estaría sujeto a la revisión y aprobación por parte del Gobierno de Ecuador y Petroecuador.

Figura 14: Producción de Petróleo y Gas en la Región Amazónica de Ecuador, 2008



### **2.2.3 Contrato y Alcance del Trabajo para el Proyecto de Remedación de Texpet, Mayo 1995**

57. El "Contrato para la Ejecución del Trabajo de Remedación Ambiental y Liberación de Obligaciones, Responsabilidades, y Demandas", firmado por representantes del Ministerio de Energía y Minas, Petroecuador, y Texpet el 4 de Mayo de 1995, incluía el Anexo A, el cual definía el Alcance del Trabajo (SOW, por sus siglas en inglés) y las tareas específicas a ser completadas por Texpet, así como los Anexos 1 a 4, que identificaban los sitios específicos donde Texpet debía evaluar la necesidad de estas acciones. El Artículo IV de este Contrato, que cubría la "Certificación y Aceptación del Trabajo", requería que Texpet notificara al Ministerio de Energía y Minas la terminación de cada ítem del trabajo, momento en el cual, el Gobierno de Ecuador y Petroecuador inspeccionarían el trabajo e informarían a Texpet, en un plazo de 15 días, de cualquier "cambio substancial" que requiriera acciones o correcciones adicionales por parte de Texpet. Las disputas no resueltas dentro de este plazo de 15 días debían ser referidas a un Árbitro Técnico Independiente para su resolución. La firma Environmental Resources Management, Inc. (ERM), fue posteriormente designada como el Árbitro Técnico para el propósito de este proyecto.

### **2.2.4 Investigación de los Sitios de Remedación, Julio 1995**

58. En Julio de 1995, con el fin de identificar las piscinas o áreas de suelos afectados presentes en cada sitio listado en el SOW y evaluar los requerimientos de remediación aplicables, Woodward Clyde International (WCI), el contratista ambiental contratado por Texpet para este programa de trabajo, llevó a cabo investigaciones preliminares de sitio para los 131 pozos identificados en el documento del Contrato (WCI, 2000). Con base en este análisis, en 125 sitios, WCI identificó un total de 225 piscinas, 139 de las cuales fueron designados para evaluación y remediación, según fuera necesario, para cumplir con los requerimientos del Plan de Acción de Remedación, mientras que las otras 86 piscinas fueron inicialmente designadas como "No se Requiere Acción Adicional" (NFA, por sus siglas en inglés) por tener muy poco o no tener contenido de petróleo (HTP en suelo < 5000 mg/kg).

### **2.2.5 Plan de Acción de Remedación, Septiembre 1995**

59. Con base en los resultados de la Investigación Remedial, el "Plan de Acción de Reparación Medioambiental para el Antiguo Consorcio Petroecuador-Texpet," (es decir, el Plan de Acción de Remedación o "RAP") firmado por representantes del Ministerio de Energía y Minas, Petroecuador, y Texpet el 8 de Septiembre de 1995 (WCI, 1995), definió las tareas específicas para cada sitio a ser realizadas en los sitios previamente identificados en el SOW, así como los procedimientos a ser empleados y los criterios de cumplimiento relacionados, incluyendo:
- i) *Cierre de Piscinas:* En los pozos listados en el Contrato, las piscinas abiertas construidas antes del 30 de junio de 1990 debían ser remediadas, siguiendo el procedimiento paso a paso consignado en el RAP, a menos que la piscina fuera designada como "NFA" (es decir, No se Requiere Acción Adicional, debido a concentraciones de HTP en el suelo de la piscina inferiores a 5000 mg/kg) o como "Cambio de Condiciones" (por ejemplo, porque petróleo crudo había sido depositado en la piscina después de Junio 30 de 1990, o porque la piscina aun estaba siendo usada por Petroecuador). En total, 139 piscinas fueron designadas para evaluación

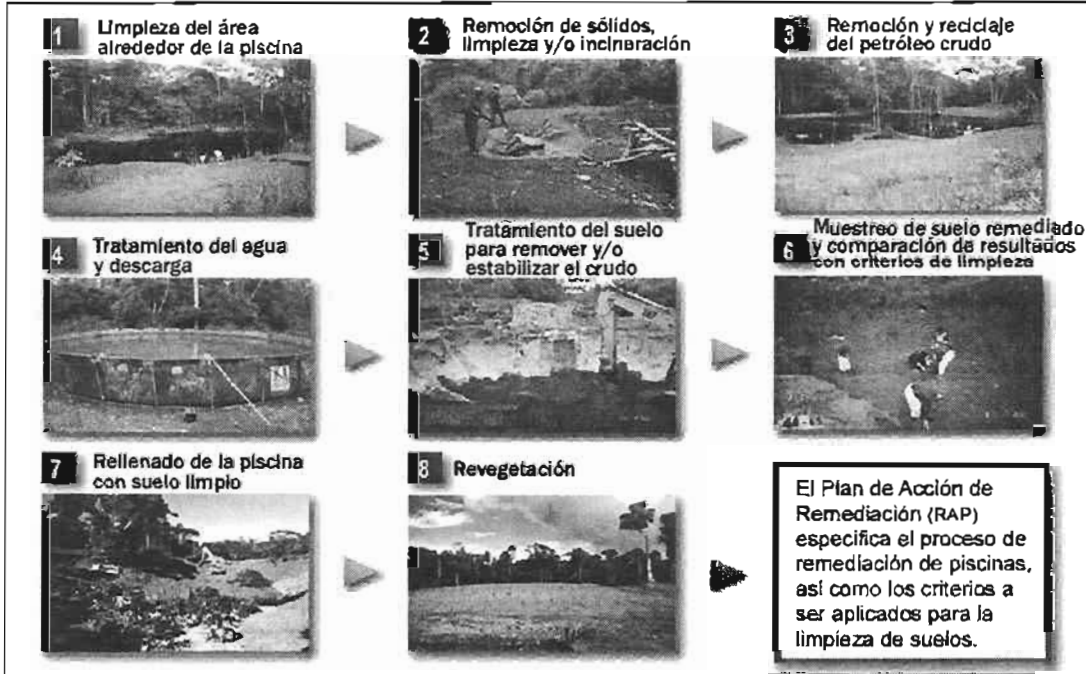
de remediación en el documento del RAP (ver WCI, 1995; Tabla 3.1). El cierre satisfactorio de cada piscina debía ser verificado mediante análisis de muestras compuestas de los suelos remediados usando el Procedimiento de Toxicidad Característica de Lixiviados (TCLP, por sus siglas en inglés) para demostrar que el contenido de HTP en el lixiviado del suelo no excedía 1000 mg/L.

El RAP también especificaba el procedimiento general a ser empleado para cierre de piscinas, el cual se ilustra en la Figura 15. Este procedimiento es consistente con las prácticas prevalentes para cierre de piscinas en aquella época, las cuales aun están en uso actualmente en campos petroleros de los Estados Unidos y alrededor del mundo, e involucra la remoción de líquidos y petróleo libre, el tratamiento y/o solidificación de los sedimentos y suelos afectados de la piscina, relleno con suelo limpio, y colocación de una capa de vegetación (ver la Sección 2.1.1). Los procesos de tratamiento para los sedimentos de piscina empleados en el proyecto de Texpet incluían lavado de suelos, bio-tratamiento, estabilización, y solidificación.

- ii) *Suelos Afectados*: Suelos afectados por derrames de petróleo fueron designados para limpieza en 27 pozos (ver WCI, 1995; Tabla 3.5), 22 estaciones de producción, 1 planta de inyección de agua, y 1 campamento base (ver WCI, 1995; Tabla 3.6), y estaban sujetos a los mismos procedimientos de remediación especificados para el cierre de piscinas.
- iii) *Tratamiento y Re-inyección de Agua de Producción*: Una lista específica de requerimientos debía ser proporcionada a Petroecuador para facilitar la instalación de los sistemas de tratamiento y re-inyección de agua de producción en 9 estaciones de producción y 4 pozos (ver WCI, 1995; Tabla 3.2) donde el agua de producción estaba siendo descargada al agua superficial. Para cada instalación identificada en la Tabla 3.2 del RAP, el Apéndice B del RAP especificaba el equipo en particular que Texpet debía proveer (es decir, bombas, filtros, tanques, tubería, etc.) y el responsable (es decir, Texpet o Petroecuador) de la instalación de los equipos y la conversión de un pozo petrolero existente para ser usado como pozo inyector.
- iv) *Taponamiento y Abandono de Pozos*: El RAP identificó 18 pozos inactivos para los cuales se requería algún tipo de acción con el fin de completar adecuadamente su taponamiento y abandono, según fuera necesario para la protección de los recursos de agua subterránea (ver WCI, 1995; Tabla 3.4). El Apéndice C del RAP proporcionaba información detallada acerca de las condiciones actuales de cada pozo listado en la Tabla 3.4, así como de las acciones propuestas que debían ser ejecutadas por Texpet.
- v) *Diques de Contención*: Se establecieron especificaciones para la construcción de diques de contención secundarios alrededor de tanques de almacenamiento y procesamiento de petróleo en la estación Sacha Norte 1 y los pozos Culebra 1 y Auca Sur 1.



**Figura 15: Proceso General para Remediación de Piscinas Especificado en el Plan de Acción de Remediación (RAP)**



**2.2.6 Implementación del Proyecto de Remediación por Texpet, 1995 - 1998**

60. Durante el periodo entre 1995 y 1998, como esta documentado en el Informe Final emitido por WCI (WCI, 2000), Texpet implementó el programa de acción de remediación especificado en el RAP, sujeto a la revisión y aprobación por parte de los representantes del Ministerio de Energía y Minas, Petroecuador, y Petroproducción. Yo he llevado a cabo una completa revisión de este Informe Final y de los registros del proyecto relacionados con el fin de organizar la siguiente información acerca del programa de acción de remediación:

**a) Trabajo Realizado por Texpet y sus Contratistas:** Para cada una de las tareas principales especificadas en el RAP, las Tablas 1A – 1E de ese informe listan el número de sitios y los ítemes de trabajo relacionados designados para remediación y las correspondientes acciones implementadas por Texpet, como lo demuestran los registros de campo, fotografías, resultados de pruebas de verificación, y el informe del proyecto. Por ejemplo, la información resumida en la Tabla 1A, acerca de la remediación de piscinas y derrames de petróleo, muestra que, mientras el RAP requería la remediación de 139 piscinas, Texpet, de hecho, realizó acciones de remediación en 162 piscinas y 6 localizaciones de derrames, ya que 25 piscinas y 6 áreas de derrame adicionales fueron identificadas y agregadas al programa de trabajo durante su implementación. Un total de 76 piscinas fueron designadas NFA, debido a la ausencia o el bajo contenido de petróleo (por ejemplo, piscinas de agua), y 13 piscinas se designaron como “Cambio de Condiciones”, con la aprobación del Gobierno de Ecuador y Petroecuador, y fueron excluidas de la remediación ya que estaban en uso activo por parte de Petroecuador.



Las Tablas 1B – 1E resumen mi revisión de los registros para las áreas de suelos afectadas, sistemas de agua de producción, taponamiento y abandono de pozos, y diques de contención, respectivamente. En el adjunto B, para cada sitio individual y los ítemes de trabajo asociados, he compilado los requerimientos del SOW y el RAP, las fechas y tipos de acciones ejecutadas por Texpet, los análisis de confirmación realizados por Texpet, y las Actas gubernamentales que aprueban el trabajo. En el Adjunto C se resumen los resultados de los análisis de confirmación realizados por WCI en el momento del trabajo de remediación en piscinas y áreas de suelo afectadas. El Adjunto D presenta una tabulación de todas las Actas de Aprobación emitidas por el Gobierno de Ecuador y Petroecuador, así como un resumen del alcance de cada Acta. La base de datos completa de resultados de pruebas de laboratorio usada en mi evaluación esta incluida en el Adjunto E. El Adjunto F contiene un registro fotográfico del trabajo realizado por Texpet en cada sitio, incluyendo fotografías de antes y después y de la secuencia del programa de trabajo realizado, así como fotografías que muestran las condiciones actuales de un gran número de estos sitios remediados, como se observaron durante las investigaciones realizadas entre 2003 y 2009.

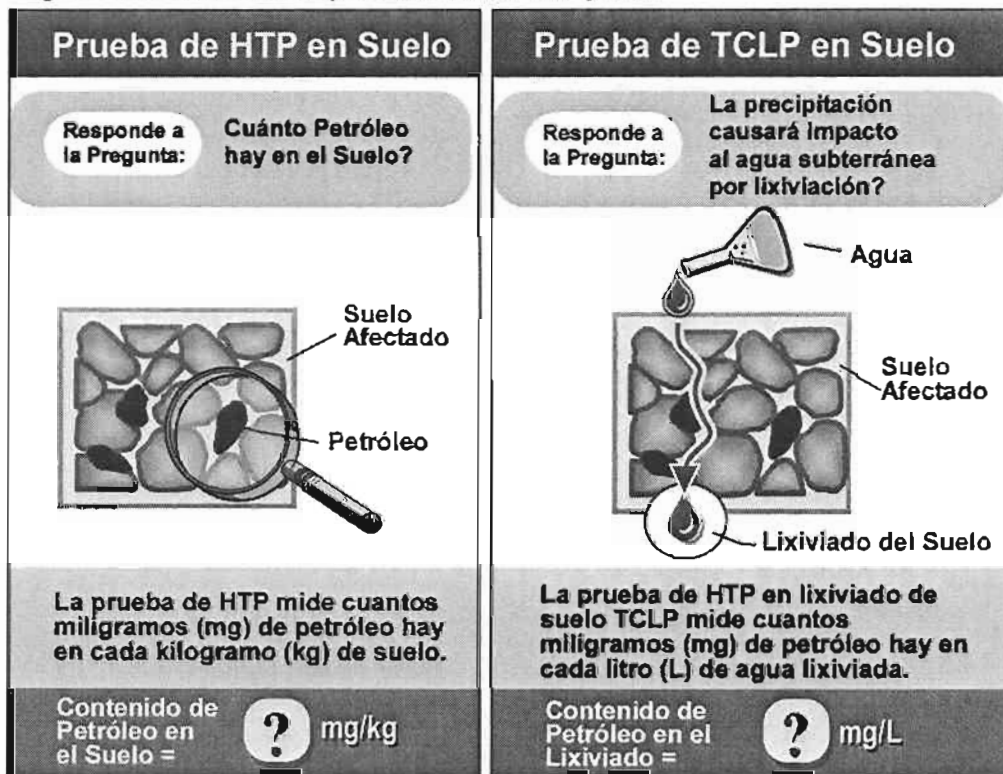
**b) Actas de Aprobación Emitidas por el Gobierno de Ecuador y Petroecuador:** En el Adjunto D de este informe, he catalogado cada una de las 19 Actas de Aprobación emitidas por representantes del Ministerio de Energía y Minas, Petroproducción, y Petroecuador, las cuales progresivamente aprueban la terminación satisfactoria de cada elemento del RAP, con base en la información entregada por los inspectores de campo.

### 2.3 Antecedentes de los Criterios de Remediación de Suelos

61. Además de especificar los procedimientos físicos para la remediación de piscinas y suelos afectados (ver la Figura 16), el RAP y sus subsecuentes modificaciones por el Gobierno de Ecuador y Petroecuador también establecieron los siguientes criterios numéricos:
- i) *HTP en Lixiviado de Suelo:* Contenido de Hidrocarburos Totales de Petróleo (HTP; USEPA Método 418.1) menor a 1000 mg/L en muestras de lixiviado preparadas a partir de muestras compuesta de los suelos remediados usando el Procedimiento de Toxicidad Característica de Lixiviados (TCLP; USEPA Método 1311); y
  - ii) *HTP en Suelos:* Para trabajos de remediación ejecutados después del 20 de Marzo de 1997, contenido de HTP inferior a 5000 mg/kg en muestras compuestas de suelo remediado.
62. El criterio de HTP en lixiviado de suelo, el cual evalúa el potencial de liberación de componentes solubles del petróleo hacia el agua subterránea subyacente, fue establecido en el documento del RAP y aplicado a todos los trabajos de remediación en piscinas y suelos afectados. El 20 de Marzo de 1997, el Gobierno de Ecuador y Petroecuador emitieron el Acta 12, la cual establecía un criterio numérico adicional para HTP en suelo, aplicable al trabajo de remediación realizado posteriormente a su publicación. En mi informe me refiero a estos dos criterios numéricos como el “criterio de remediación aplicable”, para el tiempo en el que se realizó el trabajo de remediación en cada sitio, es decir, HTP en lixiviado de suelo para trabajos de remediación anteriores al 20 de Marzo de 1997, y tanto HTP en lixiviado de suelo como HTP en

suelo para trabajos realizados posteriormente a esa fecha. Como se discute abajo, ambos parámetros son comúnmente usados como criterios numéricos de limpieza para suelos afectados por petróleo u otros químicos y su uso era apropiado para el proyecto de remediación de Texpet.

Figura 16: Criterios de Limpieza de Suelos: HTP y TCLP



HTP = Hidrocarburos Totales de Petróleo; TCLP = Procedimiento de Toxicidad Característica de Lixiviados

### 2.3.1 Análisis de HTP en Suelos

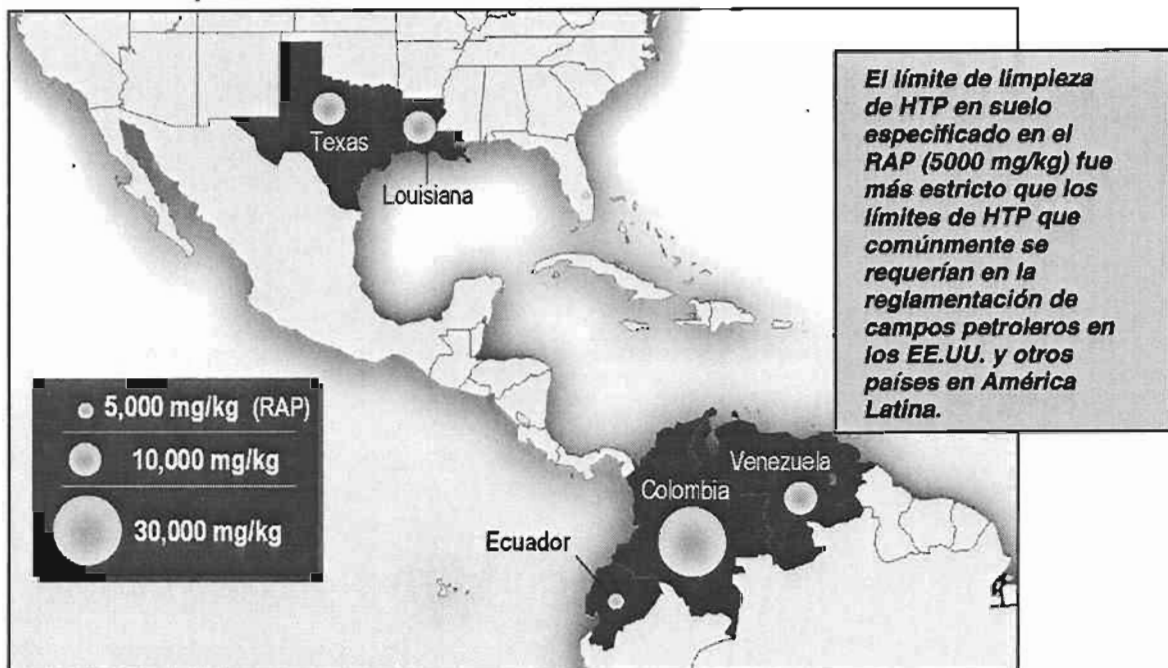
63. Como se ilustra en la Figura 16, el análisis de HTP sirve para responder la pregunta: "¿Cuál es la masa total de petróleo presente en una muestra de suelo?" El petróleo crudo esta compuesto de miles de diferentes compuestos de hidrocarburo de petróleo, que van desde compuestos relativamente pequeños y volátiles, como los componentes de gasolina, hasta compuestos viscosos más pesados, como los aceites lubricantes, las resinas, y los asfaltenos (TPHCWG, 1998, ASTDR, 1999). Dependiendo del tipo de método para HTP empleado, el análisis para HTP sirve para medir el rango total de componentes de petróleo presentes (HTP Total) o una fracción de ese rango, como "Orgánicos en el Rango de la Gasolina" (GRO; rango de carbón de C6 a C10) u "Orgánicos en el Rango del Diesel" (DRO; rango de carbón de C10 a C28).
64. Los análisis típicos de HTP tan solo indican la presencia de compuestos de hidrocarburos de petróleo, mas no los químicos específicos contenidos en el petróleo o si el petróleo se encuentra en forma líquida o sólida (por ejemplo, aceite o asfalto). Por ejemplo, dos muestras de suelo impactado por iguales concentraciones de aceite para bebé versus gasolina presentarían valores idénticos de HTP. Además, algunos métodos

de laboratorio han demostrado ser más confiables que otros para medir concentraciones de HTP en suelo y agua (TPHCWG, 1998; ASTDR, 1999). Específicamente es reconocido que el Método 418.1, un método de HTP que era comúnmente usado en los 90s (inclusive en el proyecto de remediación de Texpet), sobrestima significativamente las concentraciones de HTP en suelo y agua debido a las interferencias físicas y a la errónea identificación de otros compuestos orgánicos naturales (como hojas, ceras vegetales, sedimentos orgánicos, etc.) como petróleo.

65. Para proyectos de remediación de suelos, el HTP es comúnmente empleado como un indicador de la efectividad del trabajo de limpieza. Para los suelos del Oriente afectados por petróleo crudo, los estudios de laboratorio muestran que valores de HTP menores a aproximadamente 39000 mg/kg indican que el petróleo líquido es inmóvil en el suelo, ya que los poros del suelo actúan como una esponja que retiene el petróleo en la matriz del suelo (Connor, 2005b, Apéndice D.1). Estudios adicionales del Instituto Americano del Petróleo (API) han encontrado que, a niveles de HTP en suelo iguales o menores a 10000 mg/kg, es poco probable que el petróleo crudo represente un problema para la vegetación o lixivie hacia el agua subterránea (API, 1993; Hamilton et al, 1999).
66. Como se indica en la Figura 17, el estándar normativo prevalente para impactos por petróleo crudo en suelos es un límite de HTP de 10000 mg/kg, el cual actualmente es aplicado en Texas, Louisiana, y Venezuela, mientras que valores de 20000 mg/kg hasta 30000 mg/kg son aplicados para piscinas petroleras por las regulaciones de limpieza en Colombia. Las regulaciones en Louisiana también consideran el entierro de sedimentos de piscinas mezclados con suelo con niveles de HTP de menos de 30000 mg/kg (Orden Estatal de Louisiana 29-B, Sección 313(E)). En 1994, la Comisión Interestatal de Petróleo y Gas, una federación de 37 agencias reguladoras estatales en los Estados Unidos, publicó guías técnicas para el cierre de piscinas petroleras, y similarmente recomendó el uso de un criterio de limpieza de 10000 mg/kg de HTP en suelos. En Ecuador, los primeros estándares numéricos de limpieza para piscinas petroleras se publicaron en Febrero de 2001 en el Decreto 1215, el cual establecía un rango de límites de HTP en suelo dependiendo del uso del suelo (es decir, HTP de menos de 4000 mg/kg para uso industrial, 2500 mg/kg para tierras agrícolas, y 1000 mg/kg para ecosistemas sensibles). Para campos petroleros remediados recientemente por Petroecuador bajo el programa de limpieza PEPDA (ver Sección 2.1.1 arriba), la agencia normativa del Gobierno de Ecuador (DINAPA, Dirección Nacional de Protección Ambiental) ha aprobado el uso del límite agrícola de HTP (2500 mg/kg) para remediación de piscinas en sitios de pozos (PEPDA 2006a,b,c,d,e).
67. En la época en la que Texpet ejecutó el programa de remediación (1995 a 1998) no se había establecido un criterio numérico de limpieza para campos petroleros en las regulaciones Ecuatorianas. Para el propósito del programa de remediación de Texpet, el RAP especificó un "nivel de acción" de HTP de 5000 mg/kg en base húmeda (que corresponde a aproximadamente 7000 mg/kg de HTP con base en el peso del suelo seco, como los laboratorios lo reportan comúnmente hoy en día), el cual determinaba la remediación solo para aquellos suelos y piscinas que excedieran este límite. Este mismo límite de HTP fue posteriormente aplicado como criterio de cierre para trabajos de remediación de piscinas realizados después del 20 de Marzo de 1997, lo que significa que las piscinas remediadas antes de esta fecha no tenían que cumplir este bajo nivel de HTP, mientras que las piscinas y suelos remediados después de esta fecha si estaban sujetos a este criterio adicional. Este límite de HTP para limpieza de

suelos, es mucho más estricto que el límite de HTP para limpieza de 10000 mg/kg o mayor, el cual actualmente es un requisito de las regulaciones petroleras en los Estados Unidos y Latinoamérica (ver la Figura 17). Sin embargo, dada la composición química del petróleo crudo medida en el Oriente, todos estos límites de HTP (por ejemplo, 5000 a 30000 mg/kg) garantizarían una limpieza aceptable con un considerable margen de seguridad, ya que el petróleo residual en el suelo sería inmóvil, no supondría un impacto para el agua superficial o subterránea, y no representaría un riesgo significativo para la salud humana debido a la tasa relativamente rápida de biodegradación y desgaste de los componentes tóxicos del petróleo crudo.

**Figura 17: Límites de HTP para Suelos Usados en el RAP de Texpet versus Actuales Criterios de Limpieza Prevalente en la Industria Petrolera**



**FUENTES:**

- Colombia: Guías de Hidrocarburos, 1999, parte 2, p. 26 (PER-6-080). Ministerio de Ambiente, Vivienda y Desarrollo Territorial de Colombia.
- Venezuela: Decreto 2635, Gaceta Oficial Extraordinaria No. 5245 del 3 de agosto, 1998, p. 27 y 28. Asamblea Nacional de Venezuela
- Texas: Statewide Rule 91, Texas Railroad Commission, 1991; Texas RRC, 2000.
- Louisiana: Louisiana Statewide Order No. 29-B, 1986

### 2.3.2 Análisis de HTP en Lixiviados de Suelos Mediante el Método TCLP

68. Como se muestra en la Figura 16, la prueba de TCLP sirve para contestar la pregunta "¿Podría el petróleo lixiviar desde el suelo debido a la percolación del agua?" Esta es la pregunta más pertinente para suelos que permanecerán en piscinas remediadas, enterrados bajo una capa de suelo limpio. Debajo de la capa de suelo, los suelos remediados no estarán expuestos a contacto rutinario por seres humanos o a escorrentía de agua lluvia hacia corrientes de agua cercanas. Sin embargo, estos suelos enterrados pueden entrar en contacto con el agua lluvia que se percola hacia abajo a través de la columna de suelo, de manera tal que los químicos solubles

podrían ser disueltos en el "lixiviado de suelo" percolado y transportados hacia el agua subterránea subyacente.

69. Para garantizar la protección del agua subterránea contra impactos por lixiviados de suelo, comúnmente se emplea la prueba de TCLP y otras pruebas similares de lixiviados con el fin de simular el efecto de la percolación del agua lluvia en la muestra de suelo afectado. La prueba consiste en mezclar una muestra de suelo con agua de bajo pH por un periodo de tiempo específico y después pasar la mezcla de suelo y agua a través de un filtro para obtener una muestra de "lixiviado de suelo", la cual es posteriormente analizada para los químicos de interés (ver la Figura 16). En sus estudios sobre operaciones petroleras, la USEPA seleccionó la prueba de TCLP para evaluar el potencial de liberación de químicos de piscinas petroleras mediante lixiviación (USEPA, 1988). La Orden Estatal de Louisiana No. 29-B también requiere que se lleve a cabo una prueba de lixiviado para cualquier desecho o suelo solidificado a ser confinado dentro de una piscina petrolera, con el fin de demostrar que el contenido de HTP del lixiviado del suelo no excederá 10 mg/L (Louisiana Statewide Order No. 29-B, 1986). Métodos para pruebas de lixiviados similares al TCLP son especificados para analizar el potencial de lixiviación de petróleo desde el suelo en un número de estados de los Estados Unidos (Washington DOE, 2003). De hecho, aun la actual norma Ecuatoriana para operaciones petroleras, el Decreto 1215, emitido en 2001, requiere el uso de la prueba de TCLP para evaluar el contenido de HTP en lixiviados de suelos asociados con fluidos y ripsos de perforación confinados en piscinas en tierra con y sin revestimiento (Ecuador Decreto 1215, Tabla 7 y Anexo 5).
70. Según los términos del Alcance del Trabajo del Contrato de 1995, las discrepancias técnicas entre los inspectores del Gobierno de Ecuador y Texpet que no pudieran ser resueltas dentro de un plazo de 15 días debían ser referidas a un Árbitro Técnico Independiente para su resolución. En Diciembre de 1996, durante la implementación del proyecto, se le solicitó al Árbitro Técnico, ERM, Inc., realizar muestreo y análisis independiente de 19 piscinas remediadas para evaluar la idoneidad del trabajo de remediación ejecutado por Texpet. Con respecto al uso del método TCLP para evaluar lixiviados de suelos versus mediciones directas de HTP en suelos, el informe de ERM, emitido en Enero de 1997, afirma que el TCLP es un método apropiado para análisis de suelos de piscinas que han sido tratados mediante estabilización:
- "La estabilización confina los hidrocarburos dentro de una matriz sólida, reduciendo por lo tanto la posibilidad de lixiviación de hidrocarburos hacia el ambiente circundante. La prueba de HTP está basada en peso, y no es un procedimiento de prueba aplicable para materiales remediados mediante estabilización. El análisis de TCLP evalúa el contenido de HTP en el lixiviado de la muestra para determinar si los hidrocarburos pueden potencialmente impactar el ambiente circundante."* [ERM, 1997]
71. A lo largo del proyecto de remediación de Texpet, los resultados de pruebas de TCLP llevadas a cabo en muestras finales de "confirmación de remediación" de suelos remediados mostraron que el HTP en lixiviados de suelos era menor que el límite de detección de 5 mg/L en todas las muestras confirmatorias, lo cual estaba muy por debajo del límite de 10 mg/L aplicado según la Orden Estatal de Louisiana No. 29-B. Estos hallazgos demuestran que los suelos remediados no contenían concentraciones significativas de petróleo soluble en agua y que por lo tanto no representaban un riesgo

de impacto para los recursos de agua subterránea subyacente. El RAP especificaba que el contenido de HTP del lixiviado de TCLP no debía exceder 1000 mg/L; sin embargo, los resultados reales de pruebas demostraron que los niveles de HTP en lixiviados de suelos eran menores que el único criterio para remediación de campos petroleros en efecto en los Estados Unidos en aquella época, es decir, el límite de HTP en lixiviado de suelo de 10 mg/L especificado en la Orden Estatal de Louisiana No. 29-B

### **2.3.3 Muestreo de Suelos Compuesto versus Individual**

72. El RAP especificaba que las muestras de suelo que serían usadas para confirmar la limpieza adecuada de suelos y sedimentos de piscinas debían ser recolectadas como "muestras compuestas". Este procedimiento de muestreo implica la recolección de muestras individuales de múltiples localizaciones y la mezcla o combinación física de estas muestras individuales para crear una única muestra de suelo "compuesta" para ser enviada a análisis de laboratorio. Las guías de la USEPA reconocen que la generación de muestras compuestas es un método apropiado para obtener una muestra de suelo representativa, ya que provee un promedio espacial de concentraciones en una piscina o área de suelos afectados, en vez de mediciones en localizaciones individuales (USEPA, 1986; USEPA, 1996). El International E&P Forum también recomienda el uso de muestras compuestas para investigaciones sobre condiciones de suelos encaminadas a evaluar la necesidad de remediación durante el desmantelamiento de instalaciones petroleras (E&P Forum, 1996).
73. La distinción entre muestras compuestas y muestras individuales adquiere particular importancia cuando se comparan los resultados de muestras con un criterio de limpieza. Dentro de una piscina, las concentraciones de componentes químicos en los suelos remediados pueden variar considerablemente, debido a la naturaleza no homogénea del suelo. Los resultados de análisis de una muestra de suelo compuesta (es decir, una mezcla de muestras individuales provenientes de múltiples localizaciones) por naturaleza generalmente corresponderán a la concentración promedio en el área de muestreo. Sin embargo, muestras individuales provenientes de la misma área de muestreo pueden contener concentraciones significativamente más bajas o más altas que la concentración de la muestra compuesta (es decir, el promedio).
74. Por lo tanto, con el fin de evaluar las concentraciones en los suelos de las piscinas remediadas por Texpet, para las cuales el criterio de limpieza estaba basado en muestras compuestas, es importante usar muestras compuestas para que así se pueda hacer una comparación de "manzanas con manzanas". Alternativamente, si solo se dispone de resultados de pruebas de suelo individuales, entonces el promedio aritmético de estos resultados individuales (USEPA, 1984) puede razonablemente ser usado como un compuesto "matemático" para la piscina con el fin de permitir la comparación con el criterio de limpieza. La comparación del valor máximo entre las muestras individuales contra el criterio de limpieza puede equivocadamente resultar en una excedencia del criterio de remediación aplicable cuando en realidad no existe tal excedencia, ya que el criterio de limpieza está basado en un promedio (compuesto) y no en el máximo valor presente en la piscina.



## 2.4 Investigaciones Ambientales de los Sitios Remedados por Texpet, 2003 – 2009

### 2.4.1 Localizaciones y Alcance de las Investigaciones, 2003 - 2009

75. Durante el periodo comprendido entre 2003 y 2009, se realizó una serie de investigaciones ambientales dentro de la antigua Concesión Petroecuador-Exxon, en el marco del caso María Aguinda et al contra Chevron. En general, estas investigaciones se realizaron de acuerdo con el siguiente programa:
- i) *Proceso de Inspecciones Judiciales:* En el periodo entre 2004 y 2009, bajo la supervisión de la Corte Superior de Nueva Loja, se efectuó un programa de muestreo ambiental y análisis, conocido como “Inspecciones Judiciales”, en un total de 56 sitios petroleros en la antigua Concesión. En 45 de estos sitios, las investigaciones ambientales fueron dirigidas por peritos nominados en representación de Chevron así como peritos nominados en representación de los Demandantes, mientras que en 11 sitios, las investigaciones fueron dirigidas por un perito de la Corte, estando el perito en representación de Chevron presente en capacidad de observador pero autorizado para recolectar sus propias muestras para caracterización del sitio.
  - ii) *Inspecciones por el Perito Global de la Corte, Sr. Richard Cabrera:* En el 2007, el Sr. Richard Cabrera realizó muestreo ambiental y análisis en un total de 49 instalaciones petroleras. Las investigaciones del Sr. Cabrera fueron relativamente superficiales en comparación con aquellas llevadas a cabo durante las Inspecciones Judiciales y típicamente no proporcionaron la información necesaria para caracterizar el trabajo de remediación de Texpet. Durante esta fase del proceso judicial, las actividades de Chevron se limitaron a la observación del muestreo del Sr. Cabrera desde la distancia y la recolección de muestras de agua posteriormente a la finalización de la investigación de Cabrera.
  - iii) *Otros Estudios Ambientales Relacionados:* Durante el periodo entre 2003 y 2009, coincidiendo en general con el proceso de Inspección Judicial, se efectuaron investigaciones adicionales en representación de Chevron para caracterizar condiciones ambientales específicas en el área de la antigua Concesión (por ejemplo, levantamientos de vegetación, estudios ecológicos, muestreo de suministros públicos de agua, muestreo de descargas municipales de aguas residuales e impactos al agua superficial asociados, etc.).
76. Yo participé como perito nominado en representación de Chevron en cinco Inspecciones Judiciales. En total, para los diferentes programas de inspección mencionados arriba, durante el periodo entre 2003 y 2005, yo personalmente inspeccioné 86 instalaciones petroleras (70 pozos y 16 estaciones de producción) en la antigua Concesión Petroecuador-Exxon. Además, he revisado los datos compilados por otras partes involucradas para las inspecciones en las que no participé directamente, las que, en combinación con mis propias inspecciones, corresponden a una población de 108 sitios RAP y 53 sitios no-RAP investigados (ver Figura 1 y Tabla 2A) con el fin de caracterizar las actuales condiciones ambientales y/o evaluar el cumplimiento de Texpet con las especificaciones para el trabajo establecidas en el RAP (y las subsecuentes modificaciones y adiciones por el Gobierno de Ecuador y Petroecuador). En resumen, estas inspecciones cubrieron el 63% (108 de 172) de los



sitios RAP, lo que representa una auditoría extensa del programa de remediación de Texpet.

77. La Tabla 2B identifica aquellos sitios petroleros operados por Texpet que fueron incluidos en el RAP, e indica si el trabajo específico incluía remediación de piscinas o suelos. Para cada sitio inspeccionado por los peritos nominados en representación de Chevron o su personal durante el periodo entre 2003 y 2009, la Tabla 2C resume la localización, fecha, y alcance general de las inspecciones efectuadas. Para cada uno de estos sitios inspeccionados, la Tabla 2D lista los ítemes RAP que fueron incluidos en el programa de remediación de Texpet (es decir, piscinas, áreas de suelos, taponamiento y abandono de pozos, actualización de sistemas de agua de producción) y resume el estatus de cada ítem de trabajo, según se observó en el momento de la inspección.
78. Para los sitios donde se incluía remediación de suelos y/o piscinas en el programa de trabajo del RAP, el equipo investigativo inspeccionó visual y/o físicamente las localizaciones de las antiguas piscinas o áreas de suelos afectadas que habían sido remediadas por Texpet. Este proceso de inspección incluyó: i) localización de la antigua área remediada usando mapas históricos disponibles, fotografías, y equipos GPS, ii) perforación en las áreas remediadas usando barrenos manuales o taladros Geoprobe®, con el fin de caracterizar las condiciones del suelo y el subsuelo (cubierta de vegetación, tipo y espesor de la capa de suelo limpio, estado del material de suelo remediado, presencia o ausencia de petróleo libre, etc.), y iii) en muchas localizaciones, recolección de muestras de suelo compuestas para análisis de laboratorio del criterio de limpieza de suelos especificado en el RAP (para evaluar el cumplimiento de las especificaciones del RAP), así como también de otros compuestos de petróleo adicionales (para evaluar el riesgo potencial para la salud humana).
79. La Tabla 2A resume en número de ítemes RAP (piscinas, áreas de suelos, taponamiento y abandono de pozos, etc.) que fueron inspeccionados en los sitios RAP investigados, y expresa este número como porcentaje del número total de tales trabajos incluidos en el programa de remediación de Texpet.

#### **2.4.2 Base de Datos de Resultados de Análisis Ambientales, 2003 - 2009**

80. Con el fin de formar mi opinión independiente con respecto al trabajo de remediación de Texpet y las condiciones ambientales relacionadas, he dado consideración al registro completo de información de campo y laboratorio recolectada por todas las partes involucradas, incluyendo los peritos nominados por la Corte en representación de Chevron, los peritos nominados en representación de los Demandantes, los peritos de la Corte, incluyendo el perito "global" de la Corte, Sr. Cabrera. Todos estos datos han sido previamente suministrados a la Corte Superior de Nueva Loja en Lago Agrio, Ecuador, en relación con el caso María Aguinda et al contra Chevron. Además, he compilado y revisado la información de muestreo y análisis incluida en los informes técnicos publicados en representación de la Fiscalía General.
81. Con el fin de evaluar adecuadamente el proyecto de remediación de Texpet, he organizado todos estos datos de acuerdo a su relación con el alcance del trabajo de Texpet, como sigue:
- i) *Sitio RAP/ Ítem RAP:* Un sitio (es decir, un pozo petrolero, estación de producción u otra instalación petrolera) y un ítem de trabajo en ese sitio (por ejemplo, piscina, derrame, suelo afectado) que fueron incluidos en el programa de remediación de

Texpet, como lo estableció el RAP y las subsecuentes modificaciones y adiciones por el Gobierno de Ecuador y Petroecuador.

- ii) *Sitio RAP / Ítem No-RAP*: Un sitio que fue incluido en el programa de remediación de Texpet, pero un ítem de trabajo en ese sitio (por ejemplo, piscina o área de suelo afectado) que fue específicamente excluido del programa de trabajo, como una piscina COC o una piscina NFA, y
- iii) *Sitio No-RAP*: Un sitio que no fue incluido en el programa de remediación de Texpet.

82. La Tabla 3 resume el número y tipo de muestras ambientales que fueron recolectadas y analizadas por todas las partes involucradas que he tomado en consideración para mi evaluación. La Tabla 4 caracteriza las muestras de suelo recolectadas por los peritos nominados por la Corte en representación de Chevron, los peritos nominados en representación de los Demandantes, y los peritos de la Corte de acuerdo con el tipo de sitio (sitio RAP, sitio no-RAP, etc.) de donde se obtuvo la muestra, y las Tablas 14A, 14B, 14C, y 14D proporcionan información similar para datos generados por consultores en representación de la Fiscalía General. El uso que le dí a estos datos para evaluar la idoneidad del trabajo de remediación de Texpet y para caracterizar los posibles riesgos para la salud humana por las antiguas operaciones petroleras del Consorcio se discute brevemente abajo.

*Datos para la Evaluación del Trabajo de Remediación de Texpet*

83. Los datos que son relevantes para mi evaluación del trabajo de remediación de Texpet son específicamente los resultados de análisis de suelos de aquellas piscinas, derrames, y áreas de suelos afectados localizadas en sitios RAP y designadas para remediación bajo el RAP (es decir, Sitio RAP/ Ítem RAP). Las piscinas y suelos afectados correspondientes a sitios no-RAP o a ítems no-RAP en sitios RAP (es decir, piscinas NFA o COC que fueron excluidas del programa de trabajo) no son relevantes para este propósito. En total, como se muestra en la Figura 18, durante el periodo entre 2003 y 2009, en las investigaciones de sitio efectuadas en el marco del caso *María Aguinda et al contra Chevron*, los peritos nominados en representación de Chevron recolectaron un total de 259 muestras de suelo de Sitios RAP/ Ítemes RAP, mientras que los otros peritos en este caso recolectaron 124 muestras de suelo de Sitios RAP/ Ítemes RAP. Para las inspecciones de sitio efectuadas en el periodo entre 1997 y 2009, los consultores de la Fiscalía General (incluyendo el Contralor General del Estado) suministraron información de un total de 80 muestras de suelo potencialmente asociadas con ítems de trabajo del RAP en sitio RAP (aunque las localizaciones de muestreo exactas en cada sitio no siempre se incluyen en sus informes). Yo he usado los datos relevantes identificados en la Figura 18 para evaluar el cumplimiento del trabajo de remediación de Texpet con los criterios numéricos de remediación aplicables en la época en la que se realizó el trabajo de remediación.

*Datos para la Evaluación de Potenciales Riesgos para la Salud Humana*

84. Además de evaluar el cumplimiento con el criterio de remediación aplicable, también he usado los resultados de pruebas recolectados por las diferentes partes involucradas para evaluar el riesgo potencial para la salud humana representado por los suelos y agua afectada por las operaciones petroleras en cada sitio. Para este propósito,

principalmente he usado las 1082 muestras de suelos, sedimentos de corrientes de agua, y otros materiales sólidos (ver las Tablas 8A, 8B, 8C, y 8D) y las 458 muestras de agua (ver las Tablas 9A, 9B, 9C, y 9D) recolectadas por los peritos nominados en representación de Chevron, porque estas muestras han sido analizadas para los principales componentes tóxicos del petróleo crudo (ver la Tabla 7) de acuerdo con las especificaciones aplicables de control y aseguramiento de calidad (QA/QC, por sus siglas en inglés) del laboratorio. Adicionalmente, he revisado y considerado una pequeña población de 593 muestras de suelos, sedimentos, y otros materiales sólidos (ver las Tablas 10A, 10B, y 10C) y 146 muestras de agua (ver las Tablas 11A, 11B.1, 11B.2, y 11C) que fueron analizadas para algunos de estos mismos componentes por los peritos nominados en representación de los Demandantes y los peritos de la Corte, pero sin la documentación de QA/QC necesaria. Los procedimientos para evaluación de riesgos para la salud humana, basados en estos resultados, se describen en más detalle en la Sección 2.5 abajo.

Consideración de la Documentación de Control y Aseguramiento de la Calidad

85. Para cada uno de los métodos de análisis de laboratorio empleado por las diferentes partes involucradas en este caso, el procedimiento de laboratorio requiere la ejecución de unos pasos específicos para asegurar que los resultados de los análisis serán representativos, exactos, y confiables. Estos procedimientos, llamados protocolos de Control y Aseguramiento de la Calidad (QA/QC, por sus siglas en inglés), implican una serie de pasos de calibración y chequeos internos para confirmar que el aparato de análisis de laboratorio esta operando correctamente, parecido a la calibración de un dispositivo de radar o una balanza para asegurar que los resultados son suficientemente precisos y confiables para su propósito. En el caso de procedimientos de laboratorio que miden concentraciones ínfimas de compuestos químicos en suelo o agua (es decir, niveles de partes por millón o partes por billón), la calibración diaria o aun más frecuente de estos instrumentos de laboratorio altamente sensible es de importancia crítica. Los protocolos de QA/QC para los métodos de análisis de laboratorio usados por las diferentes partes en este caso están consignados en guías publicadas e incluyen los siguientes:
- Evaluación del Porcentaje de Recobro
  - Análisis de Muestras en Blanco
  - Análisis de Muestras de Control de Laboratorio
  - Análisis de Muestra Fortificada y de Duplicados de Muestra Fortificada
  - Análisis de Duplicados de Laboratorio
  - Análisis de Método de Cuantificación del Límite
  - Calibración Inicial y Continua del Instrumento
  - Análisis de Estándares Internos
  - Chequeos de Desempeño del Instrumento
86. Los protocolos QA/QC requieren que los procedimientos y resultados de cada paso del QA/QC sean documentados para así validar la calibración y precisión adecuada del instrumento de laboratorio y la confiabilidad de los resultados (ISO, 2005; USEPA, 2001; ARPEL, 1998). La completa documentación de los protocolos QA/QC ha sido suministrada para todas las pruebas de laboratorio llevadas a cabo por los peritos

Figura 18: Composición de los Programas de Muestreo de Suelos Según Sitios RAP y No-RAP

Programa de Muestreo y Análisis	No. de Muestras de Suelo Analizadas			
	No. TOTAL	Sitios No-RAP	Sitios RAP	
			Item No-RAP	Item RAP
CHEVRON Y PERITOS DESIGNADOS	964	137	568	259
OTROS PERITOS COMBINADO	560	190	246	124
■ Peritos por los demandantes	308	70	163	75
■ Perito de la Corte R. Cabrera	217	120	62	35
■ Otros Peritos de la Corte	35	0	21	14
ACUSACIÓN FISCAL (COMBINADO)	188	21	87	80
■ Contraloría General (Datos Reportados 1997-2004)	68	21	26	21
■ Narváez y García (2005)	96	0	48	48
■ Bedón (2009)	24	0	13	11

*Datos relevantes para la evaluación de la remediación de piscinas y suelos por Texpet.*

nominados en representación de Chevron. Sin embargo, con muy pocas excepciones (por ejemplo, una parte de los resultados de laboratorio del Sr. Cabrera, que incluye solo un número limitado de pasos de QA/QC), esta documentación no fue proporcionada para ninguno de los resultados de laboratorio entregados por las otras partes en este caso. En ausencia de esta documentación de QA/QC, no hay una base para confirmar que se emplearon metodologías apropiadas o que los resultados de los análisis son representativos de las verdaderas concentraciones de compuestos químicos en las muestras de suelo o agua analizadas.

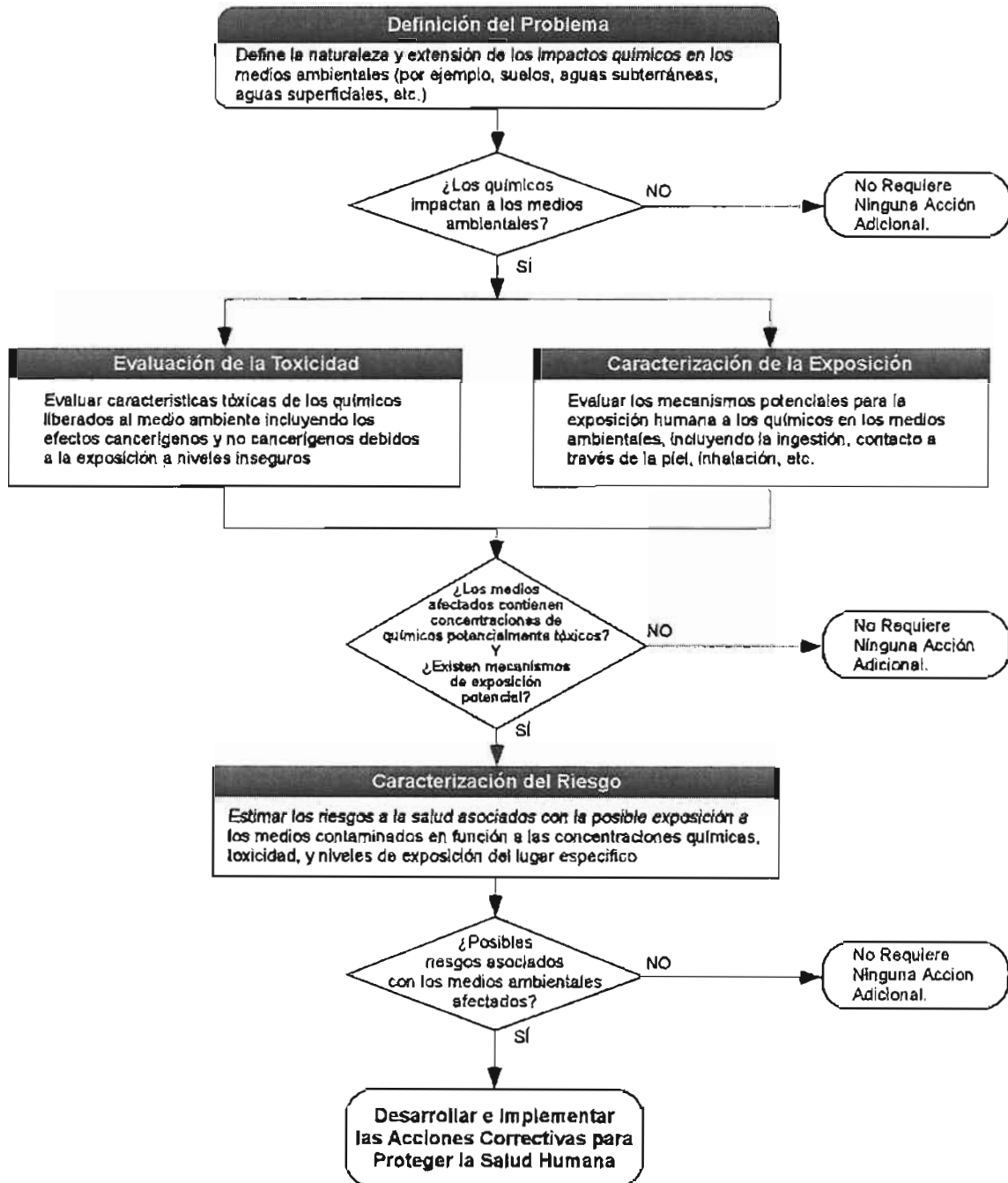
87. Consecuentemente, aunque he revisado y considerado todos los resultados relevantes suministrados por todas las partes, reconozco que todos o algunos de los datos entregados por partes diferentes a los peritos nominados en representación de Chevron pueden ser poco confiables debido a la falta de documentación de QA/QC adecuada. Para tener en cuenta esta deficiencia, mi evaluación de estos datos ha incluido los siguientes pasos: i) comparación de los resultados de análisis con el criterio aplicable, ii) para las muestras que exceden el criterio aplicable, evaluación de la consistencia de estos resultados con los resultados reportados para la misma localización por los peritos en representación de Chevron (quienes suministraron documentación adecuada de QA/QC), y iii) en el caso de inconsistencias en los resultados, consideré que tan propenso es el método específico de muestreo y análisis a sobrestimar las verdaderas concentraciones.
88. Los resultados de mi evaluación de la base de datos completa de resultados de análisis ambientales se presenta en la Sección 3 de este informe.

## 2.5 Evaluación de Riesgos para la Salud Humana y el Ambiente

89. Con el fin de evaluar los potenciales riesgos presentados para la salud humana por posibles condiciones ambientales (piscinas, derrames de petróleo, suelos afectados, etc.) en el área de la antigua Concesión, he aplicado los procedimientos de evaluación de riesgos establecidos en el proceso de Acción Correctiva Basada en Riesgos (RBCA, por sus siglas en inglés). Los métodos de acción correctiva basada en riesgo han sido adoptados y aplicados a nivel internacional en sitios de descargas químicas, incluyendo descargas de petróleo. El proceso RBCA es la pauta más ampliamente adoptada para la evaluación de propiedades impactadas por descargas químicas, incluyendo descargas de petróleo en Europa (Carlson, 2007), los Estados Unidos (Rifai, 2000), y en muchas otras partes del mundo.
90. Procedimientos actualizados para la aplicación del proceso RBCA para cada caso específico fueron publicados por ASTM International, una organización de estándares internacional compuesta por representantes del gobierno y la industria, en la segunda parte de la década de los 90s: i) ASTM E-1739-95: "Guía Estándar de Acción Correctiva Basada en Riesgo para Sitios de Descargas de Petróleo" (ASTM, 1995), y ii) ASTM E-2081-00: "Guía Estándar para Acción Correctiva Basada en Riesgo" (ASTM 2000; ver la Figura 19). Yo trabajé en el comité de ASTM que desarrolló estos estándares y posteriormente me desempeñé como Instructor Certificado en representación de la Iniciativa de Entrenamiento en RBCA de la USEPA, la cual prestaba asistencia a las agencias estatales de los Estados Unidos para el desarrollo de programas regulatorios basados en el proceso de remediación basado en riesgo. También he sido autor de varios artículos técnicos acerca de los procedimientos de RBCA, incluyendo el RBCA

Tool Kit, uno de los programas de computación para evaluación de riesgos más ampliamente usados en el mundo, y he sido instructor de estos procedimientos en los Estados Unidos, Canadá, y Latinoamérica.

**Figura 19: Proceso de Evaluación de Riesgos para Sitios Impactados por Descargas Químicas**





91. Guías similares han sido adoptadas en Europa, con el respaldo de Aire y Agua Limpia en Europa (CONCAWE), una organización industrial comprometida con el desarrollo de prácticas ambientales mejoradas, quien publicó la "Guía de la Industria Petrolera Europea para Evaluación Basada en Riesgo de Sitios Contaminados" en Julio de 2003 (CONCAWE, 2003). Además, bajo la iniciativa CARACAS financiada por la Comisión Europea del Programa para Ambiente y Clima, 16 países Europeos (Austria, Bélgica, Dinamarca, Finlandia, Francia, Alemania, Grecia, Irlanda, Italia, Holanda, Noruega, Portugal, España, Suecia, Suiza, y el Reino Unido) han desarrollado guías estándar para la aplicación de procedimientos de evaluación de riesgos en propiedades impactadas por descargas químicas.
92. El proceso de evaluación de RBCA no solo es usado para caracterizar el riesgo que el sitio afectado puede representar para la salud humana o el medio ambiente, si no también para seleccionar los métodos de remediación más costo-efectivos y apropiados, según sea necesario para mitigar estos riesgos. El proceso de evaluación consiste en cuatro pasos principales: i) caracterización de la fuente/peligro, ii) evaluación de la toxicidad, iii) exposición ambiental o humana a los componentes químicos, y iv) caracterización del riesgo potencial (ver la Figura 19), que se han seguido en las instalaciones petroleras en la antigua Concesión Petroecuador-Exxon como sigue:

- 1) **Caracterización de la Fuente/Peligro:** En cada sitio, los resultados de los programas de muestreo y análisis llevados a cabo por los peritos nominados en representación de Chevron, así como por las otras parte involucradas en la investigación del área de la antigua Concesión en el periodo entre 2003 y 2009, fueron evaluados para caracterizar los potenciales impactos al ambiente relacionados con las actividades petroleras pasadas o presentes. Para este propósito, los resultados de análisis de muestras de suelo, agua, y sedimentos de cada sitio fueron revisados con el fin de evaluar la presencia de concentraciones de compuestos potencialmente tóxicos asociados con el petróleo crudo.
- 2) **Evaluación de la Toxicidad:** La evaluación de toxicidad es un proceso de dos pasos que involucra: a) identificación de los químicos tóxicos descargados al medio ambiente, y b) desarrollo de niveles de evaluación (también conocidos como niveles de tamizaje o de referencia) basados en salud con base en la toxicidad de los químicos y una supuesta exposición crónica (de largo plazo) diaria a estos químicos.

#### Principales Compuestos Tóxicos en el Petróleo Crudo

El petróleo crudo consiste de miles de sustancias químicas, y la composición química de diferentes petróleos crudos varía significativamente entre localizaciones (por ejemplo, distintos campos petroleros) y en el tiempo (debido a los efectos de la degradación). Sin embargo, para cada sitio específico, las propiedades tóxicas del petróleo crudo se pueden caracterizar con base en los siguientes compuestos potencialmente tóxicos (ATSDR, 1999; ASTM, 1995):

- i) *Hidrocarburos Aromáticos Volátiles:* Benceno, etilbenceno, tolueno, y xilenos;
- ii) *Hidrocarburos Aromáticos Policíclicos (PAHs, por sus siglas en inglés):* Acenafteno, acenaftileno, antraceno, benzo(a)antraceno, benzo(a)pireno, benzo(b)fluoranteno, benzo(ghi)perileno, benzo(k)fluoranteno, criseno,



dibenzo(a,h)antraceno, fluoranteno, fluoreno, indeno(1,2,3-cd)pireno, naftaleno, fenantreno, y pireno.

Además, para investigaciones de instalaciones petroleras en la antigua Concesión, los análisis de laboratorio llevados a cabo por peritos nominados en representación de Chevron han incluido la evaluación de varios metales pesados que pueden estar presentes en el petróleo crudo en concentraciones relativamente bajas (es decir, bario, cadmio, cromo (total), cromo(VI), cobre, plomo, mercurio, níquel, vanadio, y zinc).

El petróleo crudo que ha estado expuesto a los elementos del ambiente (viento, sol, lluvia, calor, bacterias, etc.) por un tiempo suficientemente largo sufrirá cambios significativos en su composición inicial y en sus características físico-químicas. Específicamente, el petróleo crudo degradado tiende a perder algunos o todos los hidrocarburos de petróleo más volátiles, solubles en agua, y biodegradables, dejando solo las fracciones más pesadas, viscosas e insolubles del petróleo crudo, como son las resinas y materiales asfálticos, que son relativamente inmóviles en el suelo y el agua (Álvarez y Douglas, 2004; Liu, et al. 2006; O'Reilly y Thornson, 2010). Debido a la composición cambiante del petróleo con el tiempo, se necesitan análisis específicos para cada sitio de suelos y agua afectada para caracterizar la presencia o ausencia de los principales compuestos tóxicos. Para múltiples muestras de suelo afectadas por petróleo recolectadas en el área de la antigua concesión Petroecuador-Exaco, los análisis de laboratorio demostraron que el petróleo crudo había perdido la mayoría de sus fracciones livianas y medias debido a los procesos de volatilización y biodegradación, los cuales pueden también remover los principales componentes orgánicos tóxicos (BTEX y PAHs). Además, no se encontraron niveles significativos de metales pesados en el petróleo crudo o el agua de producción en Ecuador (Connor, 2007, Apéndice D.1).

#### *El Contenido de Hidrocarburos Totales de Petróleo (HTP) No es un Indicativo de Riesgo*

Los análisis de HTP sirven para determinar la cantidad de petróleo que puede estar presente en una muestra pero no constituyen una indicación directa del riesgo que este petróleo representa para la salud humana o el ambiente (ASTDR, 1999; API, 2001; USACE, 1999; ASTM, 1995; TPHCWG, 1998). El petróleo crudo esta compuesto de miles de diferentes químicos, muchos de los cuales no representan o representan una toxicidad baja para los humanos. Consecuentemente, los tipos de pruebas de HTP usadas en este estudio (HTP Total, HTP-GRO, y HTP-DRO), las cuales indican la masa total de petróleo presente en la muestra (dentro de cierto rango de carbono), pero no indican la composición química de ese petróleo, no son indicativas de riesgo. Por ejemplo, dos muestras de suelo impactadas por concentraciones iguales de aceite para bebé versus gasolina tendrían valores idénticos de HTP, pero toxicidades muy diferentes. En efecto, como se muestra en la Figura 20, muchos productos alimenticios y productos domésticos no tóxicos presentan valores elevados de HTP cuando se analizan para HTP usando métodos convencionales (Douglas, 2010). Los métodos usados por los peritos de los demandantes, HTP por infrarrojo, detectan muy altos niveles de HTP aun cuando la fuente de HTP corresponde a ceras o aceites vegetales. Por lo tanto, mientras que el HTP puede ser un criterio útil para proyectos de remediación (por ejemplo, para

indicar la masa total de petróleo que permanece en el suelo o agua), el análisis de HTP usado para ese propósito en este proyecto no es útil para caracterizar el riesgo para la salud humana.

**Figura 20: Contenido de HTP de Productos Domésticos**



**NOTAS:**

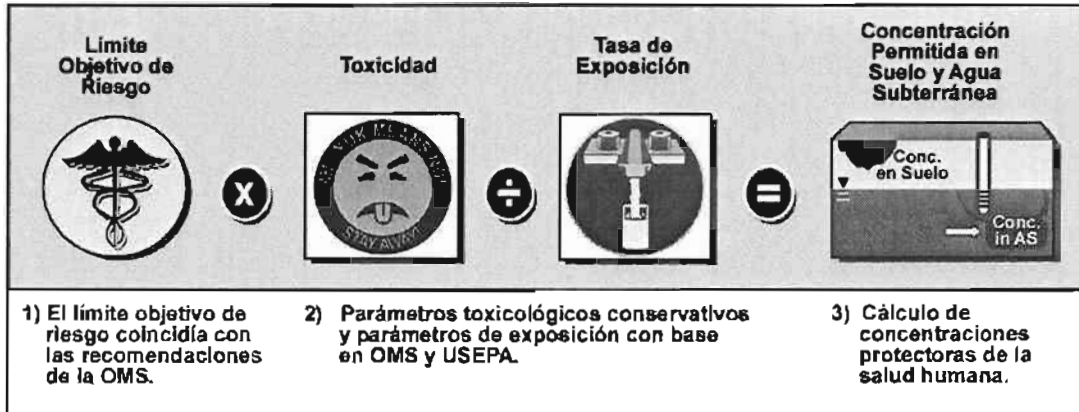
1. Los resultados indican la concentración de Hidrocarburos Totales del Petróleo (HTP) por el método USEPA 418.1 en miligramos por kilogramo.
2. Datos tomados de: Douglas (2010).
3. Muestras analizadas por SPL, Houston, Texas, de acuerdo al método 418.1 de la USEPA.

**Desarrollo de Niveles de Evaluación Basados en Salud**

Como se indica en la Figura 21, los niveles de evaluación basados en salud son concentraciones de químicos de interés en suelos, sedimentos, o agua que no causarán un efecto para la salud humana por encima de un límite aceptable de riesgo especificado, aun en el caso de una exposición crónica diaria. Para suelos y sedimentos, estos niveles representan una concentración segura de cada químico en el suelo con el que una persona podría entrar en contacto directo diariamente por

30 años (es decir, contacto dérmico, ingestión incidental, e inhalación de polvo y vapores del suelo), que resultaría en un riesgo insignificante de impactos para la salud. Para agua, los niveles de evaluación están basados en la suposición de que una persona toma 2 litros de agua que contiene el químico de interés diariamente por 30 años, de nuevo resultando en un riesgo insignificante de efectos para la salud.

Figura 21: Derivación de Niveles de Evaluación Basados en Salud

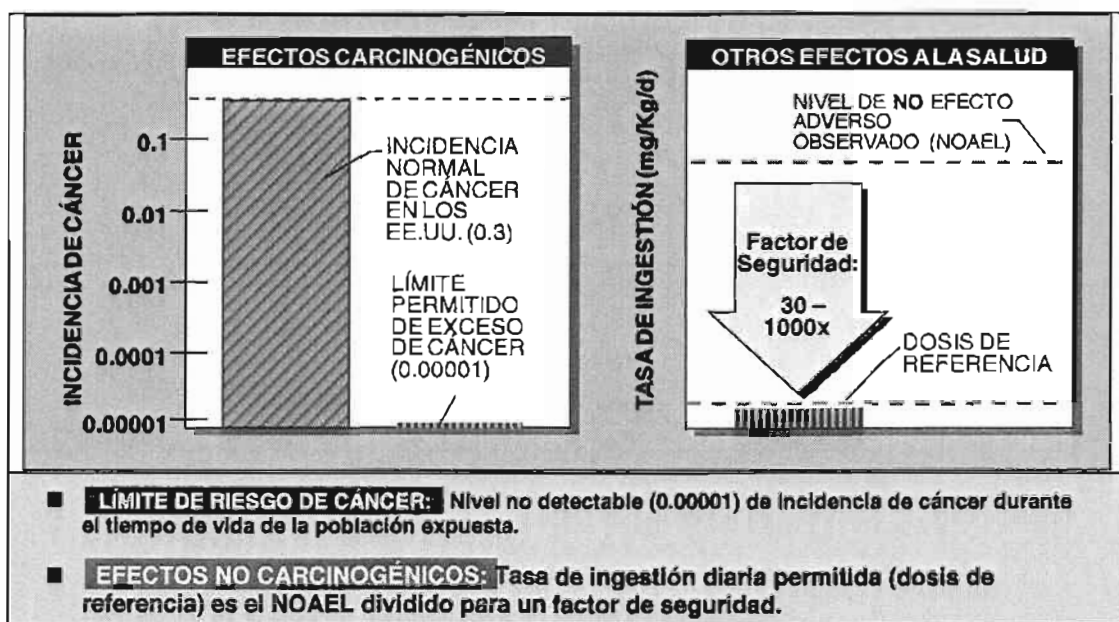


Las guías de la Organización Mundial de la Salud (OMS, 1993), de ser disponibles, se usaron para establecer los niveles de evaluación para la protección del agua de consumo. Para compuestos para los que las guías de la OMS no proveían un criterio numérico para el agua de consumo, se desarrollaron concentraciones protectoras de la salud humana para el agua de consumo de acuerdo con los procedimientos especificados en la “Guía de Evaluación de Suelos” publicada por la USEPA en 1996 (USEPA, 1996). Estos procedimientos también se usaron para establecer niveles de evaluación basados en salud para contacto directo con suelos o sedimentos. Con base en estos métodos y los límites de riesgo especificados por la OMS, se calcularon niveles de evaluación para cada uno de los compuestos listados arriba, con la excepción del bario. El nivel de bario usado en esta evaluación esta basado en un estándar normativo para sulfato de bario, el cual es un mineral no tóxico de bario asociado con las operaciones petroleras. En cambio, los niveles de evaluación para bario de la USEPA están basados en sales solubles de bario, las cuales no son relevantes en las operaciones petroleras.

La Tabla 7 presenta los niveles de evaluación basados en salud usados en esta evaluación de riesgo. Los límites de riesgo permitidos usados en el desarrollo de estos niveles basados en salud estaban basados en las recomendaciones de la Organización Mundial de la Salud (WHO, 1993, 2006), es decir, un exceso de riesgo durante la vida de 1 en 100000 para efectos carcinogénicos y un cociente de peligro de 1 para efectos no carcinogénicos. Como se muestra en la Figura 22, estos límites de riesgo representan un riesgo *ínfimo* insignificante comparados con los niveles normales de riesgo para la salud humana, y por lo tanto no representan un riesgo de efectos medible en la población expuesta. Específicamente, el límite de riesgo carcinogénico es muy bajo en comparación con el riesgo base de más de 0,30 (una posibilidad de aproximadamente 1 en 3) que ocurre en la población de los Estados Unidos (American Cancer Society, 2008). Para efectos de salud no

carcinogénicos, los niveles de evaluación están basados en una tasa máxima de exposición que es 30 a 1000 veces inferior al nivel en el cual no se observaron efectos para la salud en estudios de laboratorio (es decir, el Nivel de Efectos Adversos No Observados o "NOAEL" por sus siglas en inglés). Consecuentemente, los niveles de evaluación basados en salud calculados son intencionalmente conservadores y proveen un amplio margen de seguridad contra problemas de salud para personas potencialmente expuestas a los suelos, sedimentos, o agua afectada. Información detallada con respecto a la derivación de estos niveles de evaluación se presenta en McHugh, 2008.

Figura 22: Límites de Riesgo Permitidos Usados para el Desarrollo de Niveles de Evaluación Basados en Salud



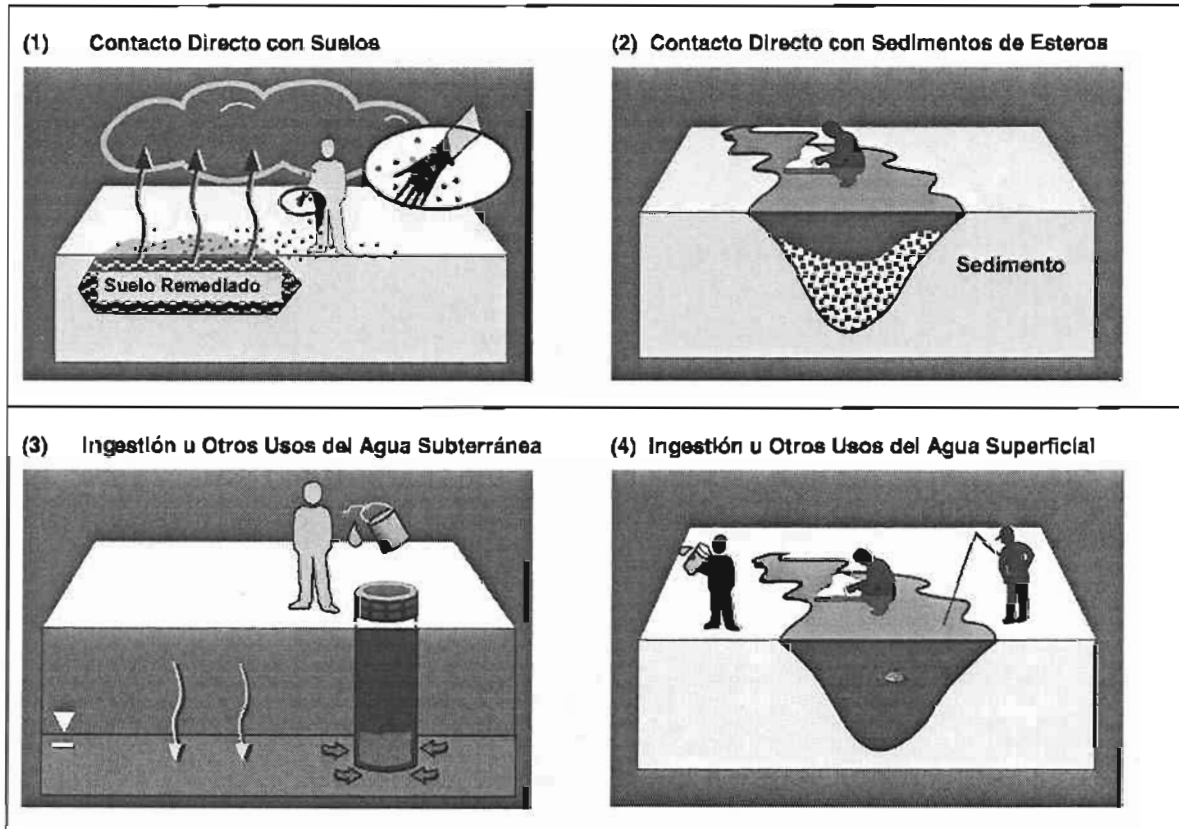
Para cada sitio, los resultados de análisis de muestras de suelo, sedimentos, y agua se han comparado con los niveles de evaluación basados en salud listados en la Tabla 7 con el fin de identificar aquellas localizaciones de muestreo que pudieran representar un riesgo (en el evento de una exposición diaria de largo plazo) debido a la presencia de concentraciones potencialmente inseguras de hidrocarburos o metales. Si compuestos tóxicos relacionados con el petróleo no están presentes en concentraciones que excedan estos niveles de evaluación, entonces no hay una amenaza potencial para la salud humana, y no se necesita una evaluación adicional en esta localización (ver la Figura 19, diagrama de decisión para evaluación de riesgos).

3) **Evaluación de Rutas de Exposición:** Las guías de evaluación de riesgos desarrolladas por la USEPA, OMS, y ASTM identifican varios posibles mecanismos o "rutas" de exposición humana a materiales ambientales contaminados (USEPA, 1989; ASTM, 1995; ASTM, 2000; WHO, 2006), incluyendo: a) contacto directo con suelos, b) contacto directo con sedimentos de corrientes de agua, c) ingestión u otro uso del agua subterránea, y d) ingestión u otro uso del agua superficial (ver la Figura 23). Una ruta de exposición se considera "completa" si seres humanos están

expuestos al contaminante químico de manera tal que pudiera resultar en el consumo del químico vía una o unas de estas rutas. Para cada muestra en la que se encontraron químicos relacionados con el petróleo en concentraciones superiores al criterio de evaluación basado en salud desarrollado en el Paso 2 arriba, se llevó a cabo una evaluación adicional para identificar si hay una ruta de exposición potencialmente completa a los suelos, sedimentos, o agua afectada en la localización de la muestra.

Solo aquellas localizaciones de muestra para las cuales se determinó que había una ruta de exposición "completa" requirieron caracterización de riesgos para la salud humana. Como se indica en el diagrama de flujo de RBCA (ver la Figura 19), si no hay rutas de exposición a materiales ambientales impactados por las sustancias químicas, el sitio no puede representar un riesgo para la salud humana, y no hay necesidad de realizar una caracterización de riesgo.

**Figura 23: Potenciales Rutas de Exposición de Seres Humanos a Materiales Afectados Consideradas en la Evaluación de Riesgos**



**4) Caracterización de Riesgos:** Con base en los resultados de los pasos anteriores, los potenciales riesgos para la salud humana asociados con las pasadas actividades petroleras del Consorcio han sido evaluados. El riesgo de un verdadero daño requiere la presencia de hidrocarburos o metales potencialmente tóxicos en una localización donde el nivel de exposición pudiera ser suficiente como para impactar la salud. Por ejemplo, los niveles de evaluación basados en salud usados para suelos en esta evaluación están basados en suposiciones muy conservadoras,

como exposición directa diaria a un contaminante por 30 años, mientras que las exposiciones reales en una localización donde hay presencia de hidrocarburos pueden ser mucho menores. El propósito de este paso final del proceso de caracterización de riesgos es: i) identificar la presencia o ausencia de condiciones que puedan presentar un riesgo y, si hay riesgos potenciales, ii) definir las sustancias químicas específicas que representan un riesgo, las áreas y volúmenes del material ambiental impactado (suelos, sedimentos, agua), y el mecanismo de exposición potencial, según sea apropiado, para apoyar el diseño e implementación de acciones correctivas.

93. Para la Antigua Concesión Petroecuador-Texpet, se ha aplicado este proceso de evaluación de riesgos de 4 pasos con el fin de evaluar el riesgo potencial asociado con suelos, agua subterránea, y cuerpos de agua superficial impactados por las pasadas operaciones petroleras del Consorcio. Los resultados de este análisis, basados en los datos compilados por los peritos nominados en representación de Chevron, se presentan en gran detalle en un informe emitido en Septiembre de 2008 (McHugh, 2008). Estos hallazgos, así como mi evaluación de los resultados relevantes presentados por las otras partes involucradas se discuten en la Sección 3 de mi informe.

### 3.0 OPINIONES CON RESPECTO AL PROGRAMA DE REMEDIACIÓN DE TEXPET Y LAS CONDICIONES AMBIENTALES ACTUALES

**1) Las operaciones de Texpet en Ecuador entre 1972 y 1990 fueron consistentes con las regulaciones aplicables y las prácticas prevalentes para la gestión ambiental de operaciones petroleras de la época.**

Como se discutió en la Sección 2.1.4 de este informe, las auditorías ambientales efectuadas en el área de la antigua Concesión Petroecuador-Exaco, posteriormente a la terminación de las operaciones de Texpet, por parte de dos compañías independientes HBT-Agra (1993) y Fugro-McClelland (1992), concluyeron que las operaciones de Texpet se ajustaban no solo a las regulaciones ambientales del Ecuador, si no también a las prácticas prevalentes en la industria para exploración y producción de petróleo y gas en regiones similares alrededor del mundo en aquella época. Los informes de auditoría, sin embargo, indicaron la presencia de varias condiciones ambientales asociadas con operaciones petroleras normales de aquella época, como la presencia de piscinas abiertas, suelos afectados por petróleo, y descargas de agua de producción, y recomendaron que un programa de remediación fuera implementado para resolver estas condiciones, con un costo estimado en el rango de \$6,85 a \$13,3 millones (EE.UU.) para las instalaciones inspeccionadas.

Un informe de 1994 de la Comisión de Verificación del Congreso Nacional de Ecuador (Congreso Nacional de Ecuador, 1994) criticó el programa de auditoría de HBT-Agra por no incluir una Evaluación de Impacto Ambiental completa que cubriera los posibles efectos ecológicos, culturales, y sociales del desarrollo de un campo petrolero en la región Oriente. Sin embargo, como se discute en detalle en la Sección 2.1.4, con base en mi propia experiencia en auditorías similares, así como en guías publicadas (Greeno et al, 1985; Guckian et al, 1993; Nelson, 1998), puedo afirmar que el alcance de la auditoría de HBT-Agra fue consistente con los estándares aceptados para auditorías ambientales de instalaciones petroleras, los cuales no incluyen las tareas adicionales sugeridas por la Comisión de Verificación.

Mi evaluación de la información disponible confirma los hallazgos de los informes de auditoría de HBT-Agra y Fugro-McClelland. Específicamente, durante el periodo en el que Texpet sirvió como el operador de la Concesión (1972 hasta Junio de 1990), el uso de piscinas en tierra para contener lodos de perforación, ripios, y desechos líquidos en los sitios de pozo; el manejo de agua de producción mediante tratamiento y descarga a corrientes superficiales; y la combustión en mecheros del gas natural no usado eran consistentes con las regulaciones Ecuatorianas aplicables, así como con las prácticas prevalentes en la industria petrolera en aquella época en los Estados Unidos y alrededor del mundo. Una discusión detallada de estas prácticas de gestión ambiental en Ecuador, los Estados Unidos, y el mundo durante el periodo de operaciones de Texpet en Ecuador, y aun en el presente, se encuentra en la Sección 2.1 de este informe.



**Principal Hallazgo:** El uso de piscinas en tierra, la combustión en mecheros del gas natural no usado, y la descarga de agua de producción a ríos y arroyos eran prácticas comunes y aceptadas en Ecuador, los Estados Unidos y el mundo durante la época en que Texpet sirvió como el operador de la antigua Concesión. Las auditorías ambientales realizadas entre 1992 y 1993 confirmaron que las operaciones anteriores a 1990, durante el periodo de operación de Texpet, eran generalmente consistentes con las regulaciones aplicables y las prácticas comunes en la época.

- 2) La extensa documentación del proyecto de remediación de Texpet, la cual incluye fotografías, registros de campo, resultados de pruebas de laboratorio, y el informe final del proyecto, demuestra que Texpet completó el trabajo de remediación durante el periodo comprendido entre 1995 y 1998 de acuerdo con el SOW, el RAP, y las subsecuentes modificaciones y adiciones especificadas por el Gobierno de Ecuador y Petroecuador.**

Mi revisión de la extensa documentación de proyecto generada por el proyecto de remediación de Texpet entre 1995 y 1998 confirma que el programa de trabajo efectuado por Texpet cubrió la lista completa de tareas y localizaciones especificadas en los documentos del SOW y el RAP, así como localizaciones adicionales de piscinas y derrames de petróleo requeridas por el Gobierno de Ecuador y Petroecuador durante la implementación del proyecto. Este hallazgo se basa en la siguiente información documentada:

- a) Los documentos del SOW y el RAP aprobados para este proyecto identificaban una lista específica de sitios y una lista específica de tareas a ser completadas en esos sitios por Texpet:** Como se discutió en la Sección 2.2 de este informe, el Anexo A del Contrato del 4 de Mayo de 1995, definió el Alcance del Trabajo (SOW, por sus siglas en inglés), e incluyó las tareas específicas que debían ser ejecutadas por Texpet y los sitios específicos donde la necesidad de estas tareas debía ser evaluada por Texpet. El programa de trabajo definido en el SOW cubrió aproximadamente el 40% de las instalaciones petroleras presentes en la Concesión en aquella época y no requirió que Texpet tratara otros sitios o condiciones ambientales.

Para los sitios identificados en el SOW, el Plan de Acción de Remediación (RAP, por sus siglas en inglés), emitido el 8 de Septiembre de 1995, definió el trabajo a ser ejecutado (por ejemplo, las piscinas específicas que debían ser cerradas, las áreas de suelo que debían ser remediadas, etc.) y las metodologías a ser empleadas, así como el criterio numérico (por ejemplo, estándares de limpieza de suelos) que debía ser usado para demostrar la terminación satisfactoria del trabajo, sujeta a la revisión y aprobación de los inspectores del gobierno. Durante el curso del proyecto de remediación, representantes del Gobierno de Ecuador y Petroecuador especificaron ciertas modificaciones y adiciones a este programa de trabajo, las cuales fueron implementadas por Texpet.

- b) La extensa documentación del proyecto de remediación Texpet confirma la completa y adecuada terminación del programa de trabajo especificado,**

***Incluyendo la remediación de localizaciones adicionales de piscinas y derrames de petróleo identificadas durante la implementación del proyecto:*** La información documentada en el Informe Final de Acción de Remediación (WCI, 2000) y en los registros de campo asociados, fotografías, y resultados de pruebas de laboratorio muestran que el programa de trabajo efectuado por Texpet corresponde a la lista completa de localizaciones identificadas en los documentos del SOW y el RAP, así como a las 25 piscinas y 6 localizaciones de derrame de petróleo adicionales requeridas durante la implementación del proyecto.

En las Tablas 1A a 1E de mi informe, he resumido el trabajo efectuado por Texpet con respecto a cada tarea identificada en el SOW y el RAP, como se evidencia en esta documentación del proyecto. El Adjunto B contiene una tabulación detallada de los métodos de remediación, fecha, muestreo de verificación, y Actas de aprobación gubernamentales para cada piscina y área de suelo afectado identificada en el SOW y el RAP. En el Adjunto F, he compilado los registros fotográficos, recopilados durante el proyecto de remediación de Texpet, que muestran las condiciones antes y después y la secuencia de trabajo realizada en cada piscina y sitio de remediación de suelos.

En resumen, los registros del proyecto documentan las siguientes tareas efectuadas por Texpet entre 1995 y 1998:

- ***Cierre de Piscinas:*** Texpet efectuó la remediación y re-vegetación de 162 piscinas y 6 áreas de derrame en 88 sitios de pozo (ver la Tabla 1A y el Adjunto B). De las 225 piscinas originalmente designadas para investigación en el RAP, con la aprobación del Gobierno de Ecuador y Petroecuador, 76 fueron clasificadas como No se Requiere Acción Adicional (NFA, por sus siglas en inglés) y 13 se clasificaron como Cambio de Condiciones (COC, por sus siglas en inglés) ya que continuaban siendo usadas por Petroecuador después de Junio de 1990 y fueron por lo tanto excluidas del programa de trabajo (ver la Tabla 1A). Durante el trascurso del trabajo, 25 piscinas y 6 áreas de derrame que no habían sido originalmente identificadas en el RAP fueron adicionadas al alcance del trabajo por el Gobierno de Ecuador y Petroecuador y fueron posteriormente remediadas por Texpet.

Según los términos del RAP, el cierre de piscinas se debía realizar de acuerdo con un proceso por pasos ilustrado en la Figura 15, el cual era consistente con las regulaciones Ecuatorianas de aquella época (Decreto 2982), así como con las prácticas prevalentes para cierre de piscinas que aun se usan actualmente en campos petroleros de los Estados Unidos y el mundo (ver la Sección 2.2.6 de mi informe). Los registros fotográficos para todas las 162 piscinas remediadas que demuestran la implementación de este proceso de cierre, se suministran en el Adjunto F de este informe.

- ***Remediación de Suelos:*** Texpet completó la limpieza de 67 áreas de suelos afectados por petróleo en 22 sitios de pozo y 13 estaciones de producción (ver la Tabla 1B). De las 252 áreas de suelos afectados originalmente designadas para investigación en el RAP, con la aprobación del Gobierno de Ecuador y Petroecuador, 176 áreas se clasificaron como NFA y 3 como COC debido a derrames de petróleo que ocurrieron después de Junio de 1990.

- *Instalaciones de Re-inyección de Agua de Producción:* Texpet instaló sistemas de tratamiento de agua de producción, pozos inyectoros, y equipos de re-inyección en 3 estaciones de producción (Aguarico, Atacapi, y Guanta), y suministró equipos para ser instalados por Petroecuador en 6 estaciones adicionales (ver la Tabla 1C). Además, Texpet instaló tuberías para agua de producción entre el pozo Dureno 1 y la estación de producción Guanta.
- *Taponamiento y Abandono de Pozos Petroleros Inactivos:* Texpet completó actividades de taponamiento y abandono en 18 pozos inactivos (ver la Tabla 1D). De los 26 pozos identificados en el RAP, con la aprobación del Gobierno de Ecuador y Petroecuador, 8 se clasificaron como No se Requiere Acción Adicional (NFA, por sus siglas en inglés) debido a que se conservarían para un posible uso futuro por parte de Petroecuador (7 pozos) o se encontraban en localizaciones remotas e inasequibles para los equipos de taponamiento (Pozo Palo Rojo 1).
- *Diques de Contención:* Texpet suministró especificaciones de diseño para la construcción de diques de contención secundarios para tanques de almacenamiento y procesamiento de petróleo en 2 estaciones de producción (ver la Tabla 1E). El RAP también había especificado la instalación de tanques en 3 estaciones (Sacha Norte 1, Culebra 1, y Auca Sur). Sin embargo, para el momento de la implementación del proyecto de remediación, Petroecuador ya había instalado tanques en Auca Sur, y estaba considerando hacer modificaciones en las otras dos estaciones. Por lo tanto, con la aprobación del Gobierno de Ecuador y Petroecuador, el alcance del trabajo fue modificado para incluir esquemas de diseño para Sacha Norte 1 y Culebra 1, así como equipos adicionales para una unidad de recuperación secundaria de petróleo en Sacha Norte 1.

Todas las modificaciones y adiciones al programa de trabajo especificado en el RAP fueron aprobadas por inspectores del gobierno y autorizadas en Actas emitidas por el Gobierno de Ecuador y Petroecuador, como se indica en el Adjunto D.

- c) Los Resultados de Pruebas del Proyecto de Texpet Demuestran el Cumplimiento con los Criterios de Remediación Aplicables:** Para remediación de piscinas y suelos, el RAP especificó el criterio numérico de limpieza que debía ser cumplido en los procesos de tratamiento y/o solidificación de suelos (es decir, concentraciones de HTP de menos de 1000 mg/L en lixiviados de suelo preparados a partir de una muestra compuesta de suelo remediado usando el método TCLP). Adicionalmente, el Acta 12 emitida en Marzo 20 de 1997, especificó un criterio adicional para remediación de piscinas y suelo que se llevara a cabo después de esa fecha, específicamente, que el HTP total del suelo remediado debía ser inferior a 5000 mg/kg en base húmeda (que corresponde a aproximadamente 7000 mg/kg de HTP con base en el peso del suelo seco). Para confirmar el cumplimiento de estos criterios numéricos, después del tratamiento y solidificación de los suelos y sedimentos de piscina y antes de la colocación de la capa de suelo limpio encima del material tratado, se recolectó un total de 165 muestras de suelo compuestas de las áreas tratadas para la "verificación de la remediación" (ver la Tabla 5) las cuales se analizaron

en el laboratorio de la Universidad Central. Las muestras provenientes de las piscinas o suelos afectados recolectadas y analizadas antes de las muestras de "verificación de remediación" no son representativas de las condiciones finales de los suelos remediados.

El Adjunto C de este informe presenta los resultados de todas las pruebas de verificación hechas por Texpet para todos los sitios de cierre de piscinas (Tabla C.1) y áreas de suelos afectados (Tabla C.2) durante el proyecto de remediación. La revisión de estos datos demuestra que las 162 piscinas, 6 áreas de derrame de petróleo, y 67 áreas de suelo afectado remediadas por Texpet cumplieron con los criterios numéricos aplicables en el momento en que se efectuaron las acciones de cierre. En efecto, en ninguna de las muestras de verificación de suelos recolectadas de las piscinas tratadas se encontraron niveles detectables de HTP (es decir, < 5 mg/L) en el lixiviado de TCLP, lo cual indica que el petróleo residual presente en los suelos tratados era relativamente insoluble y por lo tanto, no podía lixiviar hacia el agua subterránea subyacente.

- e) El Árbitro Técnico Independiente Verificó los Resultados de las Pruebas de Confirmación:** De acuerdo con el Artículo IV del Contrato firmado por representantes del Ministerio de Energía y Minas, Petroecuador, y Texpet el 4 de Mayo de 1995, la compañía Environmental Resource Management, Inc. (ERM) fue designada como el Árbitro Técnico para resolver discrepancias técnicas entre los inspectores del gobierno y Texpet con respecto a la idoneidad del trabajo de remediación. En 1996, se le solicitó a ERM llevar a cabo muestreo y análisis independiente en 19 piscinas remediadas para probar el cumplimiento de los suelos remediados con el criterio del RAP. En Diciembre 11 y 12 de 1996, se recolectaron muestras de suelo compuestas de acuerdo con el programa de muestreo desarrollado por ERM y se remitieron al laboratorio de la Universidad Central para análisis de HTP en suelos y TCLP en lixiviado de suelo (ERM, 1996, 1997). Se encontró que todas las muestras contenían concentraciones de HTP de menos de 5000 mg/kg (Universidad Central, 1996). En Febrero 3 de 1997, representantes del Ministerio de Energía y Minas y Texpet publicaron un comunicado conjunto dirigido a sus gerentes que afirmaba que: "Con base en el análisis y estudio de los resultados obtenidos mediante este programa de muestreo, podemos determinar que los valores de HTP y TCLP están dentro de los límites permisibles establecidos en el Plan de Acción de Remediación ..." (Ministerio de Energía y Minas, 1997)
- f) Los procedimientos empleados para cierre de piscinas y remediación de suelos fueron consistentes con las prácticas prevalentes en aquella época, y aun en el presente, para campos petroleros en Estados Unidos, Ecuador y el mundo:** El RAP especificó un proceso por pasos para el cierre de piscinas que incluía la remoción de agua y petróleo libre, tratamiento y/o solidificación de los sedimentos aceitosos de la piscina, y cubrimiento del sitio con una capa de suelo limpio y firme y vegetación, según fuera necesario para prevenir impactos al uso del suelo, los recursos de agua, o la salud pública. Como se describe en detalle en la Sección 2.1.1 de este informe, hoy en día este mismo procedimiento es reconocido como un procedimiento adecuado para el cierre de piscinas en Ecuador, los Estados Unidos, y el mundo.

**g) El uso de criterios de limpieza de suelos basados en TCLP y HTP era consistente con las guías aplicables a remediación de campos petroleros:**

El programa de remediación de Texpet empleó dos métodos de prueba para evaluar la idoneidad de la remediación de suelos en sitios de piscinas: i) el Procedimiento de Toxicidad Característica de Lixiviado (TCLP, por sus siglas en inglés), el cual aplicaba para todos los trabajos de remediación de suelos y piscinas realizados antes de Marzo de 1997, y ii) La prueba de Hidrocarburos Totales de Petróleo (HTP), la cual fue un criterio adicional que aplicó solo al trabajo de remediación llevado a cabo después de Marzo de 1997. Como se discute en la Sección 2.3.1 de este informe, el método de TCLP y otros análisis similares de lixiviados son usados para evaluar el potencial impacto de un suelo afectado al agua subterránea subyacente por la "lixiviación" de contaminantes químicos en el agua lluvia que se percola hacia abajo a través del suelo. El Arbitro Técnico para el proyecto de remediación afirmó que el método TCLP era más apropiado que el de HTP en suelo para evaluar el impacto potencial de las piscinas remediadas para el agua subterránea subyacente. Los resultados de las pruebas realizadas en las muestras de confirmación de remediación, indicaron la ausencia de niveles detectables de HTP en muestras de lixiviado de suelo, demostrando que las piscinas remediadas no representan una amenaza para la calidad del agua subterránea. El criterio adicional de remediación posteriormente impuesto para HTP en suelo (es decir, HTP < 5000 mg/kg), el cual medía el contenido total de petróleo del suelo mismo (en vez de en el lixiviado), era más estricto que los límites de HTP comúnmente aplicados en aquella época y aun hoy en día, en muchos campos petroleros de los Estados Unidos y Latinoamérica (es decir, HTP en suelo < 10000 a 30000 mg/kg).

**Principal Hallazgo:** Mi revisión de la documentación del proyecto demuestra que Texpet llevó a cabo el programa completo de trabajo especificado en el SOW y el RAP, sujeto a las modificaciones y adiciones aprobadas por el Gobierno de Ecuador y Petroecuador, y que las actividades de remediación de piscinas y suelos cumplieron con los criterios de remediación aplicables. Los procedimientos y parámetros de remediación empleados en este proyecto fueron apropiados y son aun usados en el presente.

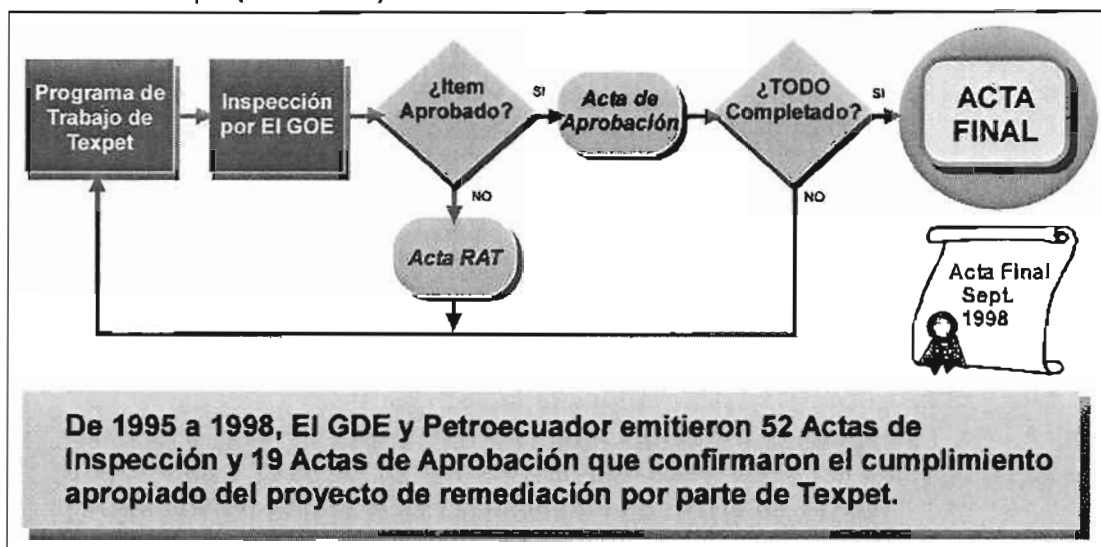
**3) El Gobierno de Ecuador y Petroecuador inspeccionaron y aprobaron el trabajo de remediación ejecutado por Texpet, con base en inspecciones detalladas de las condiciones de los sitios y verificación asociada de los resultados de pruebas.**

Como lo especificaron los documentos del SOW y el RAP, todo el trabajo de remediación ejecutado por Texpet estaba sujeto a la revisión y aprobación por parte de representantes del Gobierno de Ecuador y Petroecuador. Durante el programa de remediación, los siguientes inspectores del gobierno monitorearon las actividades de remediación:

- Dirección Nacional de Hidrocarburos, Ministerio de Energía y Minas: Ing. Alix Suárez, Ing. Jorge Dután
- Petroecuador, Subsecretaría de Protección Ambiental: Dra. Martha Romero
- Petroproducción: Ing. Marcos Trejo

La Figura 24 ilustra el proceso de inspección y aprobación empleado para el proyecto de remediación de Texpet. Cualquier percepción de deficiencias o inquietud respecto al trabajo era documentada en informes periódicos de inspección entregados a Texpet y sus contratistas (es decir, Actas RAT 1 a 52). Posteriormente a la resolución satisfactoria de estas inquietudes, los directores del Ministerio de Energía y Minas, Petroproducción, y Petroecuador emitieron una serie de 19 Actas de Aprobación, las cuales progresivamente aprobaban partes del programa de remediación. Las Actas también documentaban la aprobación de las modificaciones al alcance del trabajo, el cual habían sido previamente especificado en el RAP, y principalmente correspondían a la adición de nuevas tareas para reemplazar ítems RAP específicos (por ejemplo, cierre de piscinas o instalación de equipos) los cuales no podían ser ejecutados en el momento debido a la continuación de las operaciones por Petroecuador o a otros factores. El Acta de inspección 052-RAT-98, emitida el 24 de Septiembre de 1998, indicó que todas las potenciales deficiencias registradas en las 51 Actas de inspección anteriores habían sido corregidas. El Acta Final de Aprobación, emitida el 30 de Septiembre de 1998, confirmó la terminación satisfactoria del alcance total del trabajo especificado en el SOW y el RAP.

Figura 24: Proceso de Inspección y Aprobación del Gobierno de Ecuador para el Proyecto de Texpet (1995 – 1998)



Yo he revisado todas las Actas de inspección y Actas de aprobación emitidas por representantes del gobierno respecto al programa de trabajo realizado por Texpet en el periodo entre 1995 y 1998. En el Adjunto D de este informe, he compilado un índice de todas las Actas de aprobación, en el cual se identifican las Actas específicas que certifican la terminación de cada ítem de trabajo especificado en el SOW y el RAP. Mi análisis demuestra que los representantes del Ministerio de Energía y Minas, Petroecuador, y Petroproducción inspeccionaron y aprobaron cada elemento del programa de trabajo especificado en los documentos del SOW y el RAP, incluyendo las modificaciones y adiciones al alcance original del trabajo que fueron incluidas durante la implementación del proyecto.



**Principal Hallazgo:** Los inspectores del gobierno inspeccionaron cada ítem de trabajo llevado a cabo por Texpet y certificaron la terminación satisfactoria del trabajo, según esta documentado en una serie de Actas gubernamentales.

**4) Los resultados de las investigaciones ambientales realizadas en los antiguos sitios RAP durante el periodo comprendido entre 2003 y 2009 confirman que Texpet ejecutó el programa de trabajo especificado de acuerdo con las especificaciones aplicables**

La información recolectada en las inspecciones ambientales que otros y yo llevamos a cabo en un total de 108 sitios RAP durante el periodo comprendido entre 2003 y 2009, que incluyeron 88 pozos y 20 estaciones de producción (ver la Figura 1 y la Tabla 2A), confirmó que Texpet completó las acciones de remediación especificadas en estos sitios de acuerdo con los requerimientos de SOW y el RAP. La Tabla 2D resume los hallazgos de este programa de inspección de cada sitio RAP. Los principales puntos acerca de las condiciones actuales y el cumplimiento de los requerimientos de remediación aplicables son los siguientes:

**Figura 25: Fotografías Recientes (2004 - 2005) de Antiguas Localizaciones de Piscinas Remediadas por Texpet en el Periodo entre 1996 y 1997**



**a) Inspección de Piscinas Remediadas:** Las inspecciones de 108 sitios RAP incluyeron 68 pozos RAP donde se llevaron a cabo trabajos de remediación de piscinas y la investigación fue suficiente para determinar el estado actual de todas las piscinas tratadas en el proyecto de remediación de Texpet. En estos



68 sitios, se registraron las condiciones actuales para un total de 149 piscinas o áreas de derrame, que corresponden a 100 piscinas o derrames remediados, 43 piscinas NFA, y 6 piscinas COC.

- b) Inspección de Piscinas Remediadas:** Las inspecciones de 108 sitios RAP incluyeron 68 pozos RAP donde se llevaron a cabo trabajos de remediación de piscinas y la investigación fue suficiente para determinar el estado actual de todas las piscinas tratadas en el proyecto de remediación de Texpet. En estos 68 sitios, se registraron las condiciones actuales para un total de 149 piscinas o áreas de derrame, que corresponden a 100 piscinas o derrames remediados, 43 piscinas NFA, y 6 piscinas COC.

En las localizaciones de las piscinas remediadas, se determinó que ya no se encuentran vestigios de las antiguas piscinas o diques; en cambio, se encontró que las piscinas fueron adecuadamente remediadas y cubiertas con una capa de suelo limpio y firme y vegetación saludable la cual era difícil diferenciar de la vegetación circundante (ver la Figura 25). Al perforar en estas piscinas remediadas mediante barrenos manuales o taladros Geoprobe, a profundidades de aproximadamente 0,5 a 1 m por debajo de la capa de suelo limpio, se encontraron suelos remediados que comúnmente consistían de suelos arcillosos y firmes, sin la presencia de petróleo libre, con una coloración oscura y un leve a moderado olor a compuestos pesados de petróleo. Estas condiciones son consistentes con los procesos de tratamiento y/o estabilización/solidificación reportados por Texpet para cierre y remediación de piscinas.

Como se indica en la Figura 26, en todos estos 68 sitios de pozo, se confirmó que todas las 100 piscinas reportadas como remediadas por Texpet fueron adecuadamente remediadas. Sin embargo, de las 43 piscinas NFA y 6 piscinas COC que fueron excluidas del programa de remediación de Texpet en estos pozos, 30 piscinas NFA y 4 piscinas COC permanecían abiertas o se encontraron deficientemente remediadas en el momento de la inspección, mientras que las otras 13 piscinas NFA y 2 piscinas COC aparentemente habían sido adecuadamente remediadas por Petroecuador.

- c) Inspección de Áreas de Suelos Remediados:** En total, 28 áreas donde Texpet remedió suelos superficiales afectados en 28 sitios de pozo o estaciones de producción, fueron inspeccionadas físicamente y/o muestreadas para evaluar las condiciones actuales del suelo (ver las Tablas 1B, 2A, y 2D). En la mayoría de estas localizaciones de suelos remediados, no se apreciaban rastros de los pasados impactos por petróleo, y los suelos se veían firmes y secos, sin discoloración evidente, lo cual es consistente con el proceso de remoción y solidificación de suelos reportado por Texpet. Sin embargo, en algunas localizaciones, particularmente en proximidad de tanques de almacenamiento de petróleo o del manifold en estaciones de producción, derrames o fugas de petróleo muy recientes aparentemente habían re-impactado las áreas de suelo previamente remediadas (ver la Tabla 2D).

Figura 26: Resumen de las Condiciones de las Piscinas/Derrames Observadas Durante las Investigaciones de Sitios RAP, 2003 - 2009

Sitios RAP con Inspecciones Suficientes para Identificar Piscinas (2003-2009)	Acción de Remediación Reportada por Texpet en los Sitios Inspeccionados	Condiciones Observadas en las Piscinas/Derrames, 2003-2009		
		Abierta	Remediada Pobremente	Remediada Apropriadamente
149 Piscinas/ Derrames en 68 Sitios de Pozos	100 Piscinas/ Derrames Remediados	0	0	100
	43 Piscinas NFA	21	9	13
	6 Piscinas COC	2	2	2

- 100 % de las piscinas/ derrames Remediados inspeccionados fueron encontrados remediados de forma apropiada.
- La mayoría de las piscinas NFA y COC estuvieron aún presentes al momento de las inspecciones recientes.

NFA = No Se Requiere Acción Adicional; COC = Cambio de Condiciones

- d) **Inspección de Sistemas de Re-inyección de Agua de Producción:** Las inspecciones efectuadas entre 2003 y 2009 incluyeron 13 de los 16 sitios donde Texpet debía proveer equipos para re-inyección de agua de producción (ver las Tablas 1C, 2A, y 2D). En cada una de las estaciones de producción que fue inspeccionada, se observó que los sistemas de pre-tratamiento y re-inyección de agua de producción estaban instalados, usando en parte los equipos suministrados por Texpet, lo cual es consistente con la información entregada en el informe final de remediación del proyecto (ver las Tablas 1C y 2D). Sin embargo, en el momento de las inspecciones, se observó que en algunas de las estaciones visitadas el sistema de pre-tratamiento y/o el pozo inyector estaban fuera de servicio debido a problemas de operación o mantenimiento por parte de Petroecuador.
- e) **Inspección de Taponamiento y Abandono:** El programa de inspección incluyó 10 de los 26 pozos que fueron designados para actividades relacionadas con taponamiento y abandono por parte de Texpet (ver las Tablas 1D, 2A, y 2D). En cada uno de estos sitios de pozo, el pozo abandonado estaba marcado con tubería amarilla que sobresalía aproximadamente 1,5 metros por encima del terreno y contaba con una placa donde se indica la profundidad del pozo y los procedimientos de abandono, lo cual es consistente con la información suministrada en el informe final del proyecto de remediación (WCI, 2000).
- f) **Muestreo y Análisis por Parte de los Peritos Nominados en Representación de Chevron de las Áreas de Piscinas Remediadas:** En los pozos RAP inspeccionados en este programa, los peritos nominados en representación de Chevron muestrearon y analizaron suelos de un total de 47 piscinas que habían

sido remediadas por Texpet (ver la Tabla 5 y la Figura 27). La mayoría de las muestras de suelo recolectadas de estas piscinas remediadas presentaban niveles no detectables de HTP en el lixiviado de TCLP ( $< 0,2$  mg/L), y el máximo valor de HTP en lixiviado de suelo fue de tan solo 1,91 mg/L, lo cual indica que los hidrocarburos de petróleo contenidos en estos suelos remediados son relativamente insolubles y no representan un riesgo de impacto para el agua subterránea subyacente. Estos resultados de análisis de lixiviado de suelo cumplen no solo con el criterio del RAP, si no también con los límites actuales para HTP en lixiviados de suelo aplicados por la Orden Estatal de Louisiana No, 29-B (HTP en lixiviado  $< 10$  mg/L). El análisis del contenido de HTP en suelos de muestras compuestas provenientes de piscinas remediadas después del 20 de Marzo de 1997 (cuando entró a regir este criterio adicional) demostró que solo 1 piscina excedía el nivel promedio de HTP en suelo de 5000 mg/kg (es decir, Pozo Shushufindi 48, Piscina 4; ver las Tablas 6A y 6B).

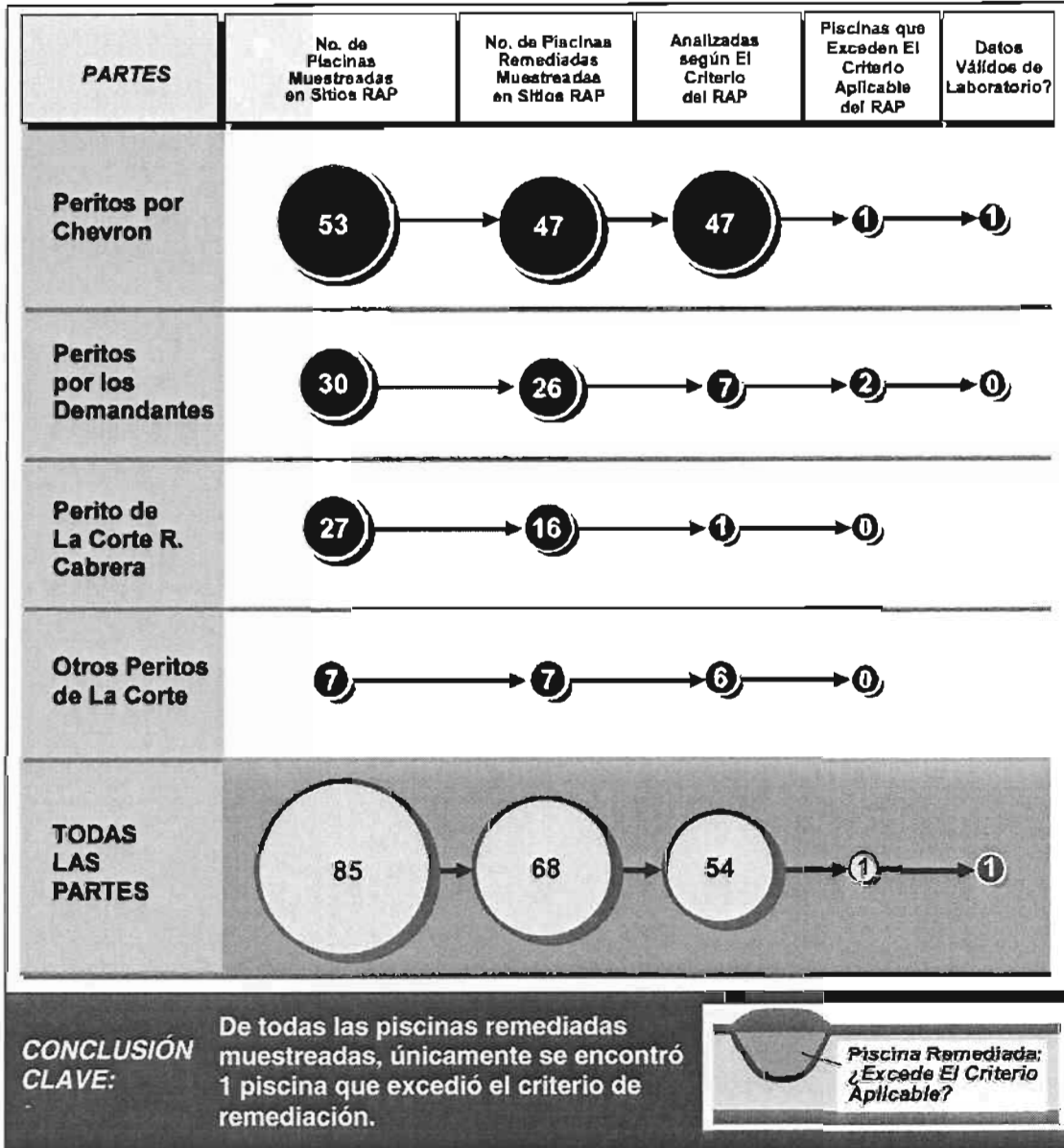
Es importante notar que para la única piscina RAP para la cual los resultados de análisis de suelo indicaron una excedencia del criterio RAP aplicable (es decir, Piscina 4 en el Pozo SSF-48, debido a un contenido elevado de HTP) los resultados de análisis obtenidos en la época de la remediación de Texpet (Agosto 1987), así como los resultados de análisis más recientes obtenidos por los peritos nominados en representación de los Demandantes durante las Inspecciones Judiciales (Septiembre de 2004), no indican una excedencia del límite de HTP (es decir, HTP  $< 5000$  mg/kg en una muestra de suelo compuesta).

- g) Muestreo y Análisis de Áreas de Piscinas Remediadas Efectuado por las Otras Partes Involucradas:** Durante el proceso de Inspecciones Judiciales, los peritos nominados en representación de los Demandantes y los peritos de la Corte también recolectaron y analizaron suelos de piscinas remediadas en sitios RAP (ver las Figuras 18 y 27). Como se indica en la Figura 18, la mayoría de las muestras de suelos recolectadas por estas otras partes provinieron de sitios no-RAP (sitios no incluidos en el programa de remediación de Texpet) o de ítemes no-RAP (por ejemplo, piscinas NFA o COC) en sitios RAP. Sin embargo, para aquellas muestras de suelo recolectadas de piscinas remediadas en sitios RAP, la Tabla 5 y la Figura 27 resumen la comparación de estos resultados con los criterios de limpieza de suelos del RAP que eran aplicables en el tiempo en el que se cerraron las piscinas (es decir, HTP en lixiviados de suelos para todas las piscinas, y HTP en suelo para las piscinas remediadas después del 20 de Marzo de 1997). Como se muestra en la Figura 27, los resultados de análisis de suelos del Sr. Richard Cabrera y de los otros peritos de la Corte no presentan excedencias del criterio de remediación aplicable para las piscinas analizadas para estos parámetros.
- h)** Como se muestra en las Tablas 6A, 6B, y 6C, los resultados de análisis de suelos de los peritos nominados en representación de los Demandantes, cuando se promedian dentro de una piscina, como es correcto para poder realizar una comparación con el criterio de muestras de suelo compuestas (ver la Sección 2.3.3 de este informe), indican que solo 2 piscinas exceden los criterios numéricos aplicables en la época de la remediación (es decir, Shushufindi 45A, Piscinas 1A y 3, debido un valor reportado de HTP en suelos  $> 5000$  mg/kg para

piscinas remediadas después de Marzo 20 de 1997). Sin embargo, en estas 2 localizaciones de piscina, la comparación de estos resultados con los de las muestras de suelo analizadas de estas mismas localizaciones por los peritos nominados en representación de Chevron, que usan protocolos apropiados de QA/QC, demuestra que los resultados confiables de HTP en muestras de suelo compuestas son mucho más bajos que los valores de HTP reportados por los peritos de los Demandantes (ver las Tablas 6B y 6C). Esta discrepancia probablemente refleja dos factores: i) la tendencia observada en los peritos de los Demandantes a muestrear selectivamente los suelos que presentaran el contenido más alto de petróleo dentro de una piscina, en vez de recolectar muestras de suelo compuestas representativas; y ii) un error de laboratorio por parte de los peritos de los Demandantes, relacionado con el uso de métodos de análisis de laboratorio para HTP (por ejemplo, Método 418.1 o su equivalente) conocidos por sobrestimar significativamente el HTP en suelo, particularmente en el tipo de suelos arcillosos que se encuentran en estos sitios (TPHCWG, 1998; ASTDR, 1999). \

- i) En resumen, los datos presentados por los peritos de las otras partes involucradas no indican que ninguna otra piscina remediada por Texpet exceda el criterio de remediación aplicable especificado para el proyecto de remediación de Texpet, aparte de la única piscina identificada por los peritos nominados en representación de Chevron (ver la Figura 27).
- j) **Las Piscinas Abiertas que Aun Permanecen en el Área de la Antigua Concesión No Estaban Incluidas en el Programa de Remediación de Texpet:** En los 108 sitios RAP y 53 sitios no-RAP donde se realizaron inspecciones durante el periodo entre 2003 y 2009, se observaron piscinas abiertas en varias localizaciones. En fuerte contraste con las piscinas remediadas por Texpet, estas piscinas abiertas eran claramente visibles, con diques de tierra perimetrales y acumulación de agua lluvia. En algunos casos, se observó petróleo crudo fresco o degradado sobre la superficie del agua (ver la Figura 28), así como vegetación y suelos manchados con petróleo en el área circundante.

Figura 27: Resumen de los Resultados de Análisis de Suelos para Piscinas Remediadas en Sitios RAP, 2004 – 2009



- NOTA: 1) Véase las Tablas 5 y Tablas 6A - 6C para un resumen más detallado de los resultados del análisis de suelo de piscinas RAP.
- 2) Criterios aplicables del RAP para la remediación de piscinas/derrames = a) HTP de TCLP del lixiviado del suelo (todas las piscinas) y b) suelo HTP (piscinas remediadas después del 20 de Marzo, 1997).

**Figura 28: Fotografías Recientes (2007 – 2008) de Piscinas y Derrames No-RAP Presentes en el Área de la Antigua Concesión**



**Piscina No-RAP: Sitio del Pozo Shushufindi 56, fotografiada en Agosto 23, 2007**

**Piscina No-RAP: Sitio del Pozo Shushufindi 61, fotografiada en Febrero 2, 2008.**

La comparación de estas localizaciones de piscinas abiertas con las especificaciones del RAP y las modificaciones al alcance del trabajo subsecuentemente aprobadas por el Gobierno de Ecuador y Petroecuador muestra que estas piscinas no están relacionadas con y/o fueron específicamente excluidas del programa de remediación implementado por Texpet en el periodo entre 1995 y 1998. Como se indica en la Figura 26, en los sitios RAP, todas las piscinas observadas abiertas en el momento de las inspecciones recientes corresponden a piscinas NFA o piscinas COC, las cuales habían sido específicamente excluidas del proyecto de acción remedial. En los sitios no-RAP, ninguna de las piscinas fue parte del programa de trabajo a ser ejecutado por Texpet.

Como se discute en la Sección 2.1.1 de este informe, para el 2005, Petroecuador había iniciado un programa de acción remedial en el área de la antigua Concesión con la meta expresa de resolver todas las condiciones ambientales restantes, incluyendo piscinas petroleras abiertas, asociadas con las operaciones petroleras pasadas y presentes.

**Principal Hallazgo:** Los resultados de las investigaciones ambientales efectuadas en los antiguos sitios RAP durante el periodo entre 2003 y 2009 confirman que Texpet completó el programa de trabajo especificado de acuerdo con las especificaciones aplicables. Los resultados de análisis de laboratorio demuestran que las piscinas remediadas cumplieron con el criterio de limpieza de suelos aplicable en el momento en el que se realizó la remediación de piscinas, con una única excepción, la cual, con base en la información histórica y el muestreo reciente por otras partes, también se encuentra que cumple con el criterio de remediación aplicable. Las piscinas abiertas que aun hoy en día permanecen en el área de la antigua Concesión no fueron parte del programa de remediación de Texpet.

**6) Suelos, agua, y sedimentos afectados asociados con las pasadas operaciones petroleras del Consorcio no representan un riesgo medible para la salud humana.**

Adicionalmente a la evaluación del cumplimiento con los criterios de remediación aplicables, también he evaluado los riesgos potenciales para la salud humana por impactos a suelo, agua subterránea, agua superficial, o sedimentos asociados con las pasadas operaciones petroleras del Consorcio Petroecuador-Texaco. Como se discutió en la Sección 2.5 de este informe, los parámetros de prueba que se usaron para evaluar la idoneidad del trabajo de remediación de suelos (es decir, HTP en lixiviados de suelos y HTP en el suelo mismo) no son indicadores de la potencial toxicidad del petróleo contenido en el suelo. En cambio, la evaluación de riesgos potenciales para los seres humanos conlleva análisis de laboratorio de los químicos potencialmente tóxicos contenidos en el petróleo crudo, incluyendo ciertos hidrocarburos aromáticos volátiles e hidrocarburos aromáticos policíclicos, así como, en ciertos casos, algunos metales. Con el fin de evaluar los riesgos potenciales para la salud humana en los sitios petroleros incluidos en el reciente programa de investigación, he comparado las concentraciones de estos químicos relacionados con el petróleo medidas por los peritos en representación de Chevron, así como las concentraciones reportadas por las otras partes involucradas, con los niveles de evaluación basados en salud derivados de acuerdo con las guías de la USEPA y la OMS (ver la Tabla 7). Adhiriéndose las guías científicas aceptadas internacionalmente, esta evaluación de riesgo ha seguido el proceso de 4 pasos descrito en la Sección 2.5 de este informe. Los resultados de esta evaluación se resumen abajo.

**a) Evaluación de Riesgos de los Resultados de los Peritos Nominados en Representación de Chevron:** Con el fin de permitir una evaluación de riesgos para la salud humana, en cada sitio donde se condujo una Inspección Judicial, los peritos nominados en representación de Chevron efectuaron un programa de muestreo integral de suelos superficiales y subsuelo dentro y alrededor de las piscinas y áreas de derrames, así como de los recursos de agua cercanos (pozos, arroyos, suministros públicos de agua, etc.), y analizaron estas muestras para la lista completa de compuestos que aparece en la Tabla 7. Chevron también condujo actividades integrales de muestreo y análisis en los sitios inspeccionados por los peritos de la Corte, incluyendo el Sr. Cabrera. Estos resultados conforman una base de datos de 1082 muestras de suelo, sedimento y otros materiales sólidos provenientes de 46 sitios y 458 muestras de agua de 88 sitios distribuidos a lo largo y ancho del área de la Concesión.

Los resultados de análisis de laboratorio muestran que la gran mayoría de estas muestras (97% de las muestras de suelo, sedimento, etc., y 96% de las muestras de agua) contienen concentraciones de químicos inferiores a los niveles que podrían representar un riesgo medible para la salud humana, aun en el caso de una exposición diaria crónica a suelos o sedimentos afectados y una ingestión diaria de agua afectada (ver la Figura 29). Para las pocas muestras en las que se encontró una excedencia de estos niveles conservadores de evaluación basados en salud, la evaluación detallada de exposición y riesgos asociados no encontró una posibilidad razonable actual o futura de una condición de exposición insegura.



Los resultados de este proceso de evaluación de riesgos se resumen en las Tablas 8A y 9A y se discuten abajo. Una detallada discusión de los procedimientos y resultados de esta evaluación de riesgos se presenta en un informe anteriormente entregado a la Corte Superior de Nueva Loja en relación con el caso María Aguinda et al contra Chevron (McHugh, 2008).

#### Evaluación Basada en Riesgo Para Suelo, Sedimento, y Otros Materiales Sólidos

Las Tablas 8A, B, C, y D resumen los análisis de riesgo para suelos, sedimentos, y otros materiales sólidos (por ejemplo, sólidos asfálticos, sedimentos de piscinas, etc.) a los cuales los humanos podrían estar potencialmente expuestos por contacto directo (es decir, contacto dérmico, ingestión incidental, y/o inhalación de vapores y partículas de polvo). Del total de 1082 muestras de suelo, sedimento, u otros materiales sólidos recolectadas y analizadas, 1054 (97%) no contenían concentraciones de químicos superiores a los niveles que pueden representar un riesgo medible de efectos para la salud humana aun en el evento de una exposición crónica diaria por 30 años (ver la Tabla 8A y la Figura 29). Como se indica en la Tabla 8A, las 28 muestras que contienen concentraciones de químicos superiores a estos límites basados en salud están exclusivamente asociadas con sitios no-RAP o ítemes no-RAP, y no se midieron tales excedencias en muestras de localizaciones de piscinas o suelos que fueron remediados por Texpet (es decir, ítemes RAP en sitios RAP).

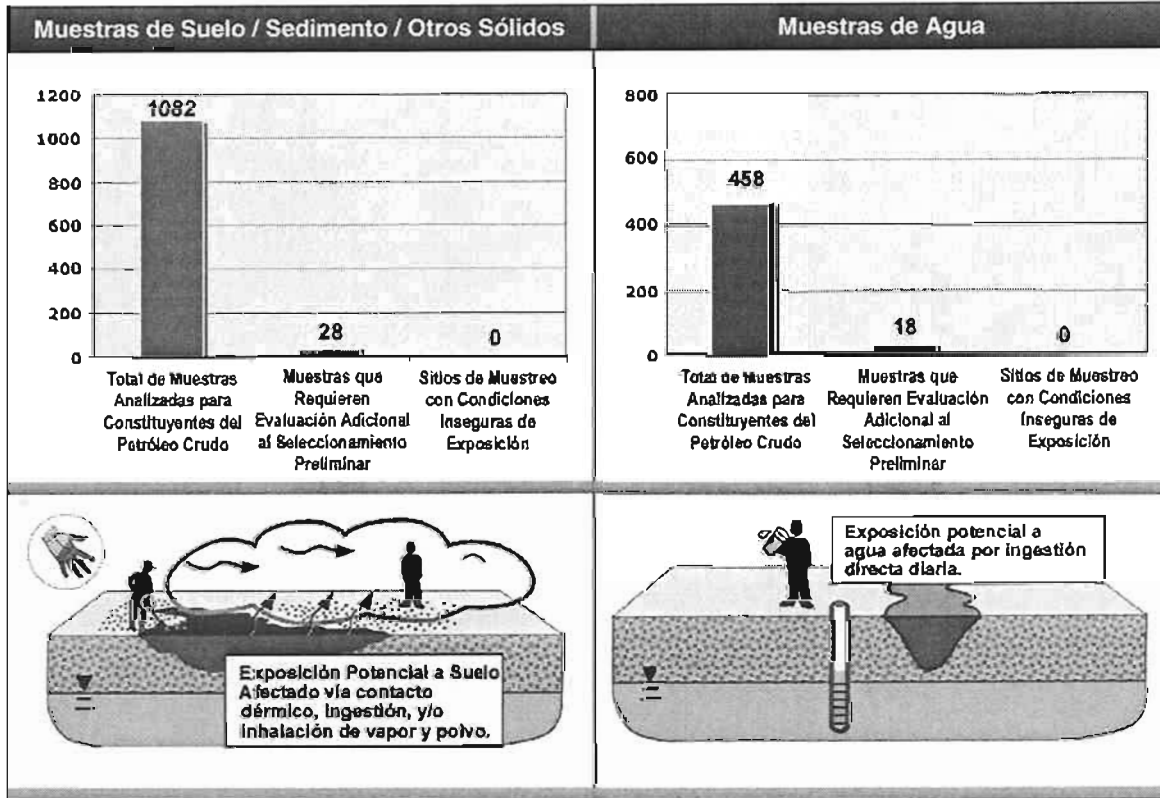
La Tabla 8B contiene los resultados de análisis para cada una de las 28 muestras que se encontró excedían los niveles de evaluación basados en salud, y la Tabla 8C provee información detallada acerca de la localización de las muestras y las condiciones circundantes. La Tabla 8D resume los resultados de los pasos de evaluación de exposición y el proceso de caracterización de riesgos para cada una de las 28 localizaciones de muestra. Como se muestra, la evaluación específica para cada sitio del potencial de exposición humana, de acuerdo con las guías de la USEPA y la OMS, demuestra que ninguno de estos suelos, sedimentos, u otros materiales sólidos esta localizado de manera tal que representara un potencial razonable de exposición crónica de seres humanos (es decir, contacto directo diario). Consecuentemente, ninguna persona podría esta razonablemente expuesta a los químicos de manera tal que resultara en un riesgo medible para la salud en ninguna de estas localizaciones.

#### Evaluación Basada en Riesgo de Muestras de Agua

Las Tablas 9A, B, C, y D resumen el análisis de riesgo para todas las muestras de agua recolectadas y analizadas por los peritos nominados en representación de Chevron. Como se muestra en la Tabla 9A, se encontró que del total de 458 muestras de agua, 440 (96%) no contenían químicos relacionados con el petróleo en concentraciones superiores a los niveles de evaluación basados en salud con base en un consumo diario del agua como si fuera un suministro de agua de consumo. La Tabla 9B presenta los resultados de análisis específicos de las 18 muestras de agua que exceden estos niveles de evaluación, y la Tabla 9C presenta información respecto a las correspondientes localizaciones de muestra. Los resultados de los pasos de evaluación de exposición y

caracterización de riesgos para cada localización de muestra se presentan en detalle en la Tabla 9D.

**Figura 29: Resumen de la Evaluación Basada en Riesgo de Efectos para los Seres Humanos de los Resultados de Análisis de los Peritos Nominados en Representación de Chevron**



Como se muestra en la Tabla 9D, en ninguna de estas localizaciones de muestra el agua es actualmente usada como fuente de agua de consumo. En efecto, de las 18 muestras de agua que exceden los niveles basados en salud, solo 10 provienen de localizaciones (es decir, corrientes de agua superficial) que pudieran ser potencialmente consideradas como un potencial recurso de agua futuro, bajo cualquier escenario hipotético. Todas estas 10 localizaciones de muestra se encuentran en arroyos que, en el momento en el que se recolectó la muestra, estaban impactados a lo largo de un trecho limitado por fugas o descargas continuas de agua de producción de Petroecuador. Las entrevistas con los residentes locales revelaron que los tramos afectados de estas corrientes no eran usados como suministros de agua para consumo. Adicionalmente, la información disponible indica que Petroecuador ha implementado acciones para terminar con estas fugas de agua de producción (ver la Tabla 9D). Consecuentemente, con base en esta evaluación, ninguna persona podría estar razonablemente expuesta al agua en esas localizaciones de manera tal que resultara en riesgos medibles para la salud.

**b) Evaluación de Riesgos para Resultados Compilados por las Otras Partes**

Los peritos nominados en representación de los Demandantes y los peritos de la Corte también tomaron muestras de suelo, sedimento, y agua y las analizaron para algunos de los componentes potencialmente tóxicos del petróleo crudo, como se lista en la Tabla 7. En resumen, esta base de datos de muestras analizadas por estas otras partes para algunos de estos químicos consiste de 593 muestras de suelo, sedimento, u otros materiales sólidos, (ver las Tablas 10A, B.1, B.2, y C) y 146 muestras de agua (ver las Tablas 11A, B.1, B.2, y C). Estos datos no representan un análisis integral de los componentes potencialmente tóxicos del petróleo crudo en estas muestras, y en cambio son análisis predominantemente de metales (realizados en la mayoría de las muestras analizadas) y compuestos seleccionados de PAHs (realizados en aproximadamente el 50% de las muestras analizadas), con muy pocos análisis de los componentes de petróleo más solubles en agua, como los componentes BTEX (realizados en aproximadamente el 10% de las muestras analizadas). Además, como se resume en la Tabla 12A, estas otras partes recolectaron y analizaron 58 muestras de líquidos provenientes de perforaciones en tierra, piscinas abiertas, o excavaciones someras, las cuales no son representativas de condiciones reales del agua subterránea o el agua superficial. A continuación se encuentran observaciones importantes con respecto a cada uno de estos grupos de datos:

*Evaluación de Muestras de Suelos, Sedimentos y Otros Materiales Sólidos de las Otras Partes Involucradas*

Las Tablas 10A, B, y C resumen los análisis de laboratorio para muestras de suelos, sedimentos, y otros materiales sólidos (por ejemplo, sólidos asfálticos, sedimentos de piscinas, etc.) recolectadas por partes diferentes a los peritos nominados en representación de Chevron. De las 593 muestras analizadas, se encontró que 578 (> 97%) no contenían concentraciones de químicos superiores a los niveles que podrían representar un riesgo medible de efectos para los humanos, aun en el evento de una exposición crónica diaria por 30 años (ver la Tabla 10A). Se encontró que ninguna de las muestras recolectada de piscinas o áreas de suelos remediados por Texpet (es decir, ítems RAP en sitios RAP) excedía estos niveles de evaluación basados en salud (ver la Tabla 10A). En cambio, las 15 muestras para las que los resultados reportados indicaban una excedencia de los niveles de evaluación para cualquier químico fueron recolectadas exclusivamente de sitios no-RAP e ítems no-RAP (ver la Tabla 10A).

Para 9 de estas 15 muestras, se encuentra disponible una muestra correspondiente recolectada de la misma localización por peritos nominados en representación de Chevron, y los resultados de ambas partes se presentan en las Tablas 10B.1 y 10B.2. La comparación de los resultados de análisis del perito de Chevron, para los que la completa documentación de laboratorio de QA/QC se encuentra disponible, contra los resultados de las otras partes, para los que tal documentación de QA/QC no se encuentra disponible, demuestra discrepancias significativas en las concentraciones químicas reportadas. Específicamente, para 7 de las 9 muestras para las que las dos partes

suministraron datos, el resultado de Chevron es 1 a 4 ordenes de magnitud *más bajo* que el resultado de la otra parte y no muestra excedencia de niveles de evaluación basados en salud (ver la Tabla 10B.2). Con base en esto, encuentro que los resultados de las otras partes involucradas no son confiables, particularmente teniendo en cuenta la sensibilidad de los análisis de laboratorio que se estaban efectuando (PAHs por cromatografía de gases o cromatografía de gas-espectroscopía de masa) así como la importancia crítica de los datos de QA/QC de laboratorio para estos métodos de análisis.

Además, para aquellas muestras para las que datos correspondientes de los peritos en representación de Chevron no se encuentran disponibles (la mayoría de las cuales fueron recolectadas por el perito de la corte, Sr. Cabrera, quien no proporcionó acceso adecuado para observación o co-muestreo por parte de Chevron), la limitada información disponible respecto a la localización de la muestra (ver la Tabla 10C) indica que estas son muestras de subsuelo o sedimentos de pantanos, que no son lugares accesibles para contacto directo crónico diario por parte de los usuarios del sitio. De nuevo, ante la ausencia de documentación de QA/QC (y las discrepancias observadas cuando otros análisis de estas mismas partes involucradas se comparan con los correspondientes resultados de los peritos en representación de Chevron), estos datos no pueden ser considerados como confiables.

En resumen, la gran mayoría (>97%) de las muestras de suelo, sedimento u otros materiales sólidos recolectados por estas otras partes no presentan excedencias de límites de concentración basados en salud para los químicos potencialmente tóxicos asociados con petróleo crudo. Para aquellas pocas muestras que sugieren una excedería, la comparación contra los resultados correspondientes de análisis de Chevron y la consideración de las localizaciones de muestreo indican que no hay indicios confiables de concentraciones elevadas de químicos y/o mecanismo probables de exposición crónica que representarían un riesgo medible para la salud humana.

#### Evaluación de Muestras de Agua de las Otras Partes Involucradas

Las Tablas 11A, B, y C resumen los análisis de laboratorio para muestras de agua recolectadas por partes diferentes a los peritos nominados en representación de Chevron. A diferencia de los peritos de Chevron, estas otras partes no incluyeron un muestreo y análisis integral de los recursos de agua en sus investigaciones de sitio. Como resultado, tan solo un total de 146 muestras de agua (ver la Tabla 11A) fueron recolectadas y analizadas por estas partes, una cantidad muy inferior a las 458 muestras de agua recolectadas y analizadas por los peritos en representación de Chevron (ver la Tabla 9A). Además, como se anotó previamente, para aquellas muestras de agua que fueron analizadas por estas otras partes, el programa de análisis de laboratorio no incluyó un estudio completo de los componentes potencialmente tóxicos del petróleo crudo, si no que predominantemente conllevó análisis de metales (los cuales no están presentes en concentraciones significativas en el petróleo crudo) y compuestos PAH (que son químicos de muy baja solubilidad cuya presencia es poco probable en el agua), en vez de análisis de componentes de petróleo más solubles en agua, como los compuestos BTEX.

Los resultados de análisis de agua presentados por estas partes indican una frecuencia mayor de excedencias de los niveles de evaluación basados en salud que la que se observa en los resultados de análisis de Chevron, con 47 de 146 muestras de agua que exceden los niveles de evaluación para 1 o más de los químicos analizados (ver la Tabla 11A). Para 37 de estas 47 muestras, los correspondientes resultados de análisis para muestras de agua recolectadas en las mismas localizaciones por los peritos en representación de Chevron se encuentran disponibles, y los resultados de ambas partes se incluyen en las Tablas 11B.1 y 11B.2. Para 32 de las 37 muestras de agua para las que hay resultados correspondientes disponibles, los resultados de laboratorio suministrados por los peritos en representación de Chevron, para los que la completa documentación QA/QC se encuentra disponible, no muestran excedencias de los niveles basados en salud para ninguno de los químicos analizados (ver la Tabla 11B.2), y las concentraciones medidas son frecuentemente no detectables o están ordenes de magnitud por debajo de las concentraciones reportadas por estas otras partes. Adicionalmente, es importante resaltar que los químicos para los que las otras partes reportan excedencias son predominantemente *metales* (43 de las 47 muestras de agua), para los que las concentraciones reales en muestras de agua pueden ser fácilmente sobrestimadas en el laboratorio si no se tiene el cuidado necesario para evitar excesiva incorporación de sedimentos de suelo durante la recolección de la muestra de agua. Los sedimentos de suelo contienen concentraciones naturales de estos mismos metales, los cuales se pueden disolver en la muestra de agua tras el contacto con el ácido usado para la preservación de la muestra. Dada la inconsistencia de estos resultados de análisis de agua con los resultados de los peritos en representación de Chevron, encuentro que los niveles elevados de metales reportados por estas partes probablemente reflejan la presencia de sedimentos de suelo en las muestras de agua, resultando en una medida inválida de la verdadera calidad del agua.

En resumen, los resultados de análisis de agua presentados por estas otras partes no indican que los recursos de agua representen un riesgo para la salud de las personas que residen o trabajan en estos sitios.

#### Evaluación de Otras Muestras Líquidas

Además de las muestras de agua de arroyos, pozos, u otras fuentes representativas de agua superficial o subterránea, los peritos nominados en representación de los Demandantes y los peritos de la Corte también recolectaron muestras líquidas directamente de perforaciones o excavaciones someras efectuadas en los alrededores de piscinas o áreas de suelos afectados. Según se observó, estas muestras corresponden a agua mezclada con un alto contenido de sedimentos de suelos, es decir, agua "lodosa" (ver las Tablas 12A, B, y C). Estas muestras líquidas no son representativas ni del agua superficial natural ni de los recursos de agua subterránea, y, debido al contenido artificialmente elevado de sedimentos, no pueden proveer una medida precisa o confiable de la verdadera calidad del agua. En cambio, los resultados de análisis de estas muestras son solo indicativos del contenido de petróleo o metales en los sedimentos contenidos dentro de la mezcla de agua/sedimento. Como tal, las

muestras no son relevantes para la exposición de seres humanos por la vía de consumo de agua (ya que estas no son muestras de agua para consumo) o la vía de contacto directo con suelos o sedimentos (ya que el contacto crónico diario con sedimentos lodosos en perforaciones o excavaciones someras no es una ruta de exposición válida).

En resumen, los resultados analíticos de las muestras líquidas que se tabulan en las Tablas 12A, B, y C no son significativos o útiles con respecto a la evaluación de riesgo para la salud humana.

- c) No hay Impactos a los Recursos de Agua para Consumo por las Operaciones Petroleras, pero Sí Hay Serios Impactos Bacterianos Ocasionados por Deficientes Prácticas Sanitarias:** El programa de muestreo y análisis llevado a cabo por los peritos nominados en representación de Chevron y por Chevron mismo incluyó 221 muestras de agua recolectadas de fuentes de agua de consumo reales, incluyendo pozos de agua domésticos, suministros municipales de agua, y agua superficial usada como agua de consumo (Connor y Landázuri, 2008; ver la Figura 30 abajo). Entre estas 221 muestras, no se encontró una localización donde se excedieran los estándares para agua de consumo establecidos por la OMS y la USEPA para ninguno de los químicos asociados con las operaciones petroleras (con la excepción de una excedencia marginal en la localización de 1 pozo de agua doméstico, el cual, en el re-muestreo cumplió los estándares para agua de consumo). Estos resultados analíticos demuestran que los suministros de agua para consumo no han sido impactados por las operaciones petroleras. Sin embargo, en el 92% de los suministros domésticos de agua (pozos domésticos, arroyos, etc.) y el 22% de los suministros públicos de agua muestreados en el área de la antigua Concesión se encontraron concentraciones de coliformes fecales (*E. coli*) en niveles muy por encima de los estándares para agua de consumo. En resumen, 79% de estas muestras de suministros de agua para consumo no cumplen con el criterio para bacterias coliformes fecales en agua potable (ver la Figura 30). Los elevados niveles de bacterias medidos en estos suministros de agua, que no están relacionados con las operaciones petroleras y reflejan condiciones sanitarias deficientes, representan un problema serio de salud pública.
- d) La Evaluación de Riesgos No Indica que las Piscinas Abiertas sean Aceptables:** Los programas de muestreo realizados por las diferentes partes incluyeron un total de 41 muestras de sedimentos (es decir, "fondos de piscina") que fueron recolectadas de piscinas abiertas no remediadas y analizadas para todos o algunos de los químicos potencialmente tóxicos asociados con el petróleo crudo (ver las Tablas 13A, B, y C). Se encontró que de estas 41 muestras de sedimentos de piscinas abiertas, solo 3 muestras contienen algún químico en exceso de los niveles de evaluación basados en salud desarrollados para exposición crónica diaria a suelos o sedimentos (ver la Tabla 13A). Además, los químicos detectados en estas 3 muestras solo excedían moderadamente los niveles seguros para contacto directo diario de largo plazo (es decir, benzo(a)pireno y benceno en concentraciones menores a 2,5 veces el nivel de evaluación basado en salud relevante; ver la Tabla 13B). Estos datos indican que los sedimentos dentro de estas piscinas abiertas no contienen

químicos en niveles que representen un riesgo agudo o crónico para la salud de las personas que puedan entrar en contacto con estos materiales.

La ausencia de niveles significativos de componentes tóxicos del petróleo crudo en los sedimentos de piscinas probablemente refleja la condición avanzada de degradación del petróleo asociado con las pasadas operaciones del Consorcio. Consecuentemente, este hallazgo puede no aplicar para piscinas que estén en uso activo por parte de Petroecuador y contengan petróleo crudo fresco. Sin embargo, tales piscinas abiertas y abandonadas pueden representar una molestia para los residentes o una interferencia para el uso agrícola de la tierra, incluyendo un peligro físico para el ganado o los residentes. Por esta razón, las regulaciones aplicables y las guías de la industria petrolera (por ejemplo, E&P Forum, 1996 "Guías para Desmantelamiento, Remediación, y Reclamación para Instalaciones de Exploración y Producción Costa Adentro") demandan la remediación adecuada de tales piscinas petroleras inactivas.

**Principal Hallazgo:** *Una evaluación de riesgos integral claramente indica que los suelos, sedimentos, y agua afectada por las pasadas operaciones del Consorcio, no representan un riesgo medible para la salud de los residentes o trabajadores locales. Sin embargo, los suministros de agua para consumo en esta región, mientras que están libres de impactos asociados con operaciones petroleras, son inseguros debido a niveles elevados de bacterias coliformes fecales causadas por prácticas sanitarias deficientes. Adicionalmente, piscinas petroleras abiertas e inactivas deberían ser remediadas de acuerdo con los requerimientos normativos aplicables y las guías de la industria.*

**7) Los hallazgos de la Fiscalía General acerca de la inadecuada terminación del programa de remediación de Texpet son erróneos y poco confiables.**

En Abril de 2010, la Fiscalía General de Ecuador emitió una "Acusación" que afirma que el trabajo de remediación ambiental efectuado por Texpet en el periodo entre 1995 y 1998 fue incompleto e inadecuado y presenta cargos de fraude contra representantes del Gobierno de Ecuador, Petroecuador, y Texpet que hubieran revisado y aprobado este trabajo (Fiscalía General, 2010). Estas acusaciones se basaron principalmente en inspecciones de campo realizadas por la Oficina del Contralor General de Ecuador durante el periodo comprendido entre 1997 y 2004 (Contralor General, 2003), así como en inspecciones adicionales realizadas entre 2004 y 2010 por otros consultores, es decir Sr. Gutiérrez Granja (2004), Sr. Narváez y Sr. García (2005), Sra. Enríquez Sánchez (2006), Sr. Bedón (2009) y Sr. Pasquel y Sr. Lincango (2009) (ver la Figura 31).



Figura 30: Resultados del Muestreo y Análisis de Agua para Consumo en la Antigua Concesión (2004 - 2009)

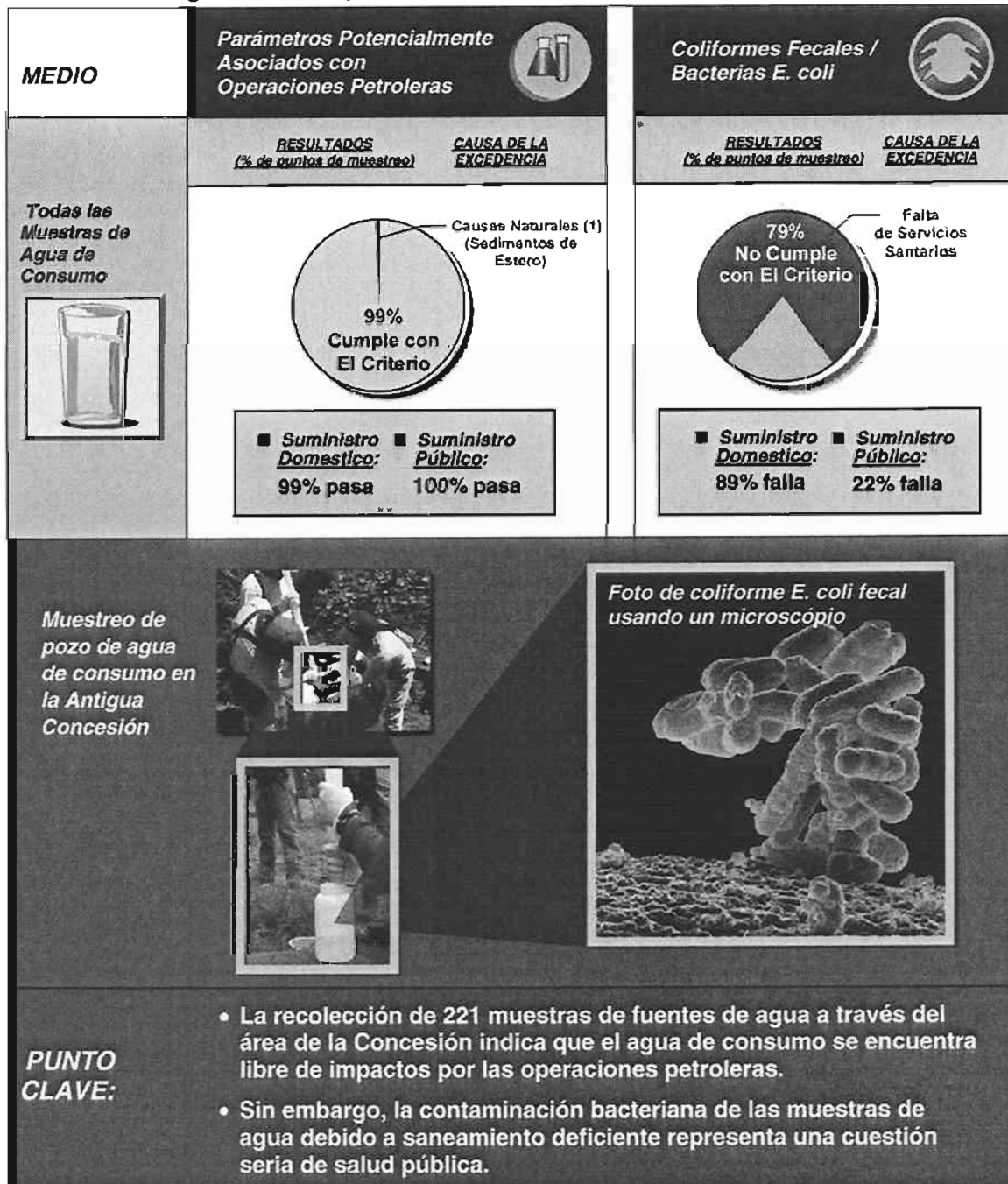
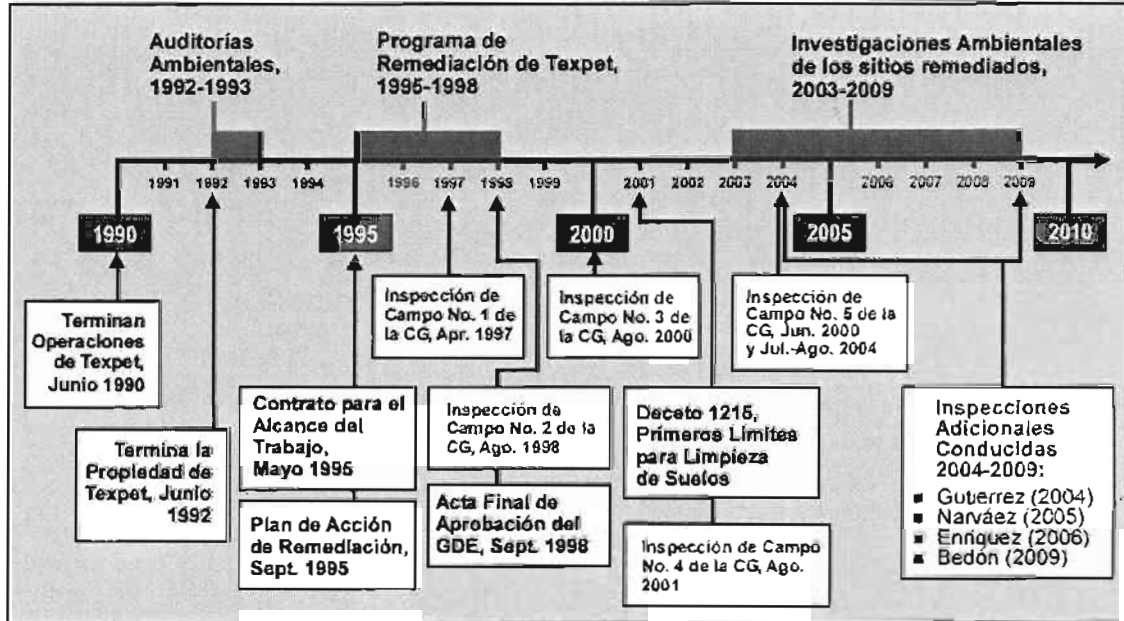


Figura 31: Inspecciones Realizadas en Representación de la Fiscalía General de Ecuador



Yo encuentro erróneas y poco confiables estas conclusiones de la Fiscalía General y sus consultores acerca de la inadecuada remediación de Texpet. Específicamente, de los más de 128 sitios investigados por varias partes en su representación, la Fiscalía General no suministra evidencia acerca de que las piscinas designadas para remediación por Texpet no hayan sido remediadas o se hayan remediado de una manera tal que no se cumpliera con los procedimientos y/o criterios numéricos aplicables en la época en la que se realizó el trabajo, con la posible excepción de un único resultado analítico.

Mis hallazgos acerca de los diferentes informes preparados en representación de la Fiscalía General se resumen abajo.

**a) Informe de la Oficina del Contralor General de Ecuador**

En Abril de 2003, la Oficina del Contralor General del Estado de Ecuador emitió un informe de 108 páginas (Controlaría General, 2003) que revisaba el Contrato emitido por los representantes del Gobierno de Ecuador el 4 de Mayo de 1995, y el trabajo de remediación ambiental relacionado ejecutado por Texpet entre 1995 y 1998. El objetivo expreso del informe del Contralor General es evaluar el cumplimiento del trabajo de remediación con las especificaciones del contrato. Con base en observaciones de campo y resultados analíticos de 4 eventos de inspección en campo realizados entre 1997 y 2003 (e inspecciones adicionales efectuadas en Julio del 2000 y entre Julio y Agosto del 2004, y reportadas en una fecha posterior), el Contralor General califica la ejecución del trabajo de remediación ambiental de Texpet de incompleto e inadecuado. Con base en mi revisión de estos informes y de las condiciones reales de los sitios, considero erróneas estas afirmaciones del Contralor General por las razones que se discuten abajo y en la Figura 32.

Figura 32: Evaluación de la Información de Sitio Presentada por el Contralor General



- *Campos Petroleros Equivocados:* Del total de 144 sitios de pozo inspeccionados por el Contralor General en el periodo comprendido entre 1997 y 2004, 14 (10%) están ubicados en campos petroleros localizados por fuera del área de la antigua Concesión que nunca fueron operados por Texpet.
- *Pozos Equivocados:* De los 130 pozos visitados por el Contralor General que están localizados dentro del área de la Concesión, 78 (60%) son sitios para los que no se requirió remediación de piscinas o suelos en el programa de remediación de Texpet (es decir, no-RAP para limpieza de piscinas) y solo 52 son sitios RAP para remediación de suelos o piscinas.
- *En los Sitios RAP, Todas las Piscinas Diferentes a Piscinas NFA o COC Han Sido Remediadas:* En los 52 sitios RAP inspeccionados por el Contralor General, no se observaron piscinas abiertas diferentes a piscinas NFA o COC, las cuales fueron excluidas del programa de remediación de Texpet. Aparte de estas piscinas abiertas NFA o COC, el Contralor General realizó muestreo en solo 37 piscinas para las que se requirió remediación por parte de Texpet. Para todas estas 37 piscinas, las observaciones en campo indicaban que estas habían sido remediadas como era requerido, ya que las piscinas ya no estaban presentes y la antigua área de la piscina estaba cubierta por una capa de suelos limpios y vegetación.
- *No hay Excedencias de los Criterios Aplicables en las Piscinas Remediadas por Texpet:* Para las 37 piscinas remediadas por Texpet, los resultados de análisis de suelo presentados por el Contralor General no muestran excedencias en ninguna piscina de los criterios numéricos de remediación aplicables en la época del trabajo de remediación (ver la Tabla 14E). De las 37 piscinas muestreadas, 30 fueron remediadas antes de Marzo 20 de 1997, y no estaban sujetas al criterio de HTP en suelos (5000 mg/kg). De las 7 piscinas muestreadas por el Contralor General que fueron remediadas por Texpet después de Marzo 20 de 1997, en solo 2 piscinas inicialmente se reportaron resultados de análisis de muestras individuales (no de muestras compuestas) superiores a 5000 mg/kg de HTP (es

decir Sacha 65, Piscina 2, y Aguarico 2, Piscina 3; ver la Tabla 14E). El informe del Contralor General no provee información precisa de localización para estas muestras supuestamente de piscinas, y estos resultados de pruebas, pueden de hecho corresponder a otras condiciones del sitio (por ejemplo, derrames de petróleo recientes). En efecto, en el subsecuente re-muestreo de estos mismos sitios por el Contralor General mismo no se encontró la presencia de tales excedencias (es decir, resultados de análisis para Sacha 65 en Agosto de 1998, y para Aguarico 2 en Agosto de 2001; ver la Tabla 14E). Además, durante la Inspección Judicial del sitio del pozo Sacha 65 en Noviembre de 2004, el muestreo y análisis de los suelos remediados de la Piscina 2 efectuado por peritos nominados en representación de Chevron (con base en la identificación adecuada de la localización de la Piscina 2) encontró que el HTP de los suelos estaba muy por debajo de 5000 mg/kg. Similarmente, el muestreo y análisis efectuado por el perito de la Corte, Sr. Muñoz, en la Inspección Judicial del sitio del pozo Aguarico 2 en Junio de 2008 (de nuevo, basada en la localización apropiada de la Piscina 3) mostró que el HTP de los suelos remediados de la Piscina 3 era menor que 5000 mg/kg. Consecuentemente, los valores elevados de HTP en suelos inicialmente reportados para estas dos localizaciones de piscina parecen ser erróneos, como se confirmó en el posterior muestreo del Contralor General y otros.

En resumen, los datos presentados por el Contralor General demuestran que ni una sola piscina RAP remediada excediera el criterio de remediación aplicable (ver la Figura 32).

- *El Contralor General Aplica Criterios de Remediación Incorrectos e Inexistentes:* El informe del Contralor General compara las concentraciones de HTP medidas en suelos remediados con “normas internacionales” de 300 mg/kg, las cuales el informe afirma están basadas en estándares publicados por la USEPA y el International E&P Forum. En realidad, ninguno de estos entes han establecido este supuesto estándar de limpieza, y la tal “norma internacional” no existe. En cambio, el límite de HTP prevalente aplicado en los Estados Unidos y otras partes para remediación de suelos afectados en sitios petroleros es de 10000 mg/kg o aun mayor (ver la Sección 2.3.1 de este informe). Además, el Contralor General identifica incorrectamente el criterio de limpieza de suelos aplicado por Texpet como HTP total en suelos de 1000 mg/kg, cuando en realidad el verdadero criterio de limpieza del RAP era i) límite de HTP en lixiviado de suelo de 1000 mg/L, y ii) límite de HTP en suelo de 5000 mg/kg (aplicable solo después del 20 de Marzo de 1997).

Al usar este criterio de limpieza de suelo incorrecto, el Contralor General tergiversa el número de muestras de suelo que exceden el criterio de remediación de Texpet y la supuesta “norma internacional”.

- *No hay Excedencias de los Niveles de Evaluación Basados en Salud en el Suelo o el Agua:* Aparte de los análisis de HTP en muestras de suelo, el Contralor General también recolectó un número muy limitado de muestras de agua y suelo que analizó para metales seleccionados (ver la Tabla 15A). Específicamente, 4 muestras de suelo fueron analizadas para níquel, 21 muestras de agua fueron analizadas para níquel, y 2 muestras de agua fueron analizadas para bario,

cromo, níquel, plomo, y vanadio. Los resultados de estos análisis (Contraloría General del Estado, 2003; Dirección de Control de Obras Públicas, 2004) no encontraron niveles de ningún metal en las muestras de suelo o agua que excedieran los relevantes niveles de evaluación basados en salud presentados en mi informe.

Además, como se muestra en las Tablas 15A, B, y C, el Contralor General reporta resultados de análisis para 3 muestras líquidas provenientes de piscinas abiertas localizadas en las estaciones de producción Shushufindi Central y Shushufindi Sur (es decir, sitios RAP, pero piscinas que no fueron incluidas en el programa de remediación de Texpet). Como se discute en mi Opinión 6 arriba, tales muestras líquidas recolectadas de piscinas abiertas no son relevantes para la evaluación de riesgos para la salud humana.

- *El Contralor General Ignora el Testimonio de los Inspectores del Gobierno de Ecuador y de Petroecuador Quienes Estuvieron Directamente Involucrados en el Proyecto de Remediación de Texpet:* En Julio de 2002, el Contralor General le dio la oportunidad a muchos de los inspectores originales del gobierno quienes estuvieron involucrados en el proyecto de remediación de Texpet de revisar y comentar un borrador de un informe preparado por el Contralor General acerca de las supuestas deficiencias del programa de remediación (Contraloría General, 2003). Estas personas informaron al Contralor General que el programa de remediación había sido completamente terminado de acuerdo con los términos aplicables del SOW y el RAP e identificaron muchos de los mismos errores que he listado arriba, incluyendo:
  - i) *Texpet completó el alcance total del trabajo especificado en el RAP y más.*
  - ii) *El Contralor General solo debería pronunciarse respecto al cumplimiento del alcance del trabajo aplicable para Texpet.*
  - iii) *El informe del Contralor General cubre muchos sitios de pozo que no fueron incluidos en el proyecto de acción remedial de Texpet.*
  - iv) *El Contralor General usa un criterio de remediación equivocado.*
  - v) *Los datos de campo y laboratorio presentados por el Contralor General son deficientes y no son representativos de las verdaderas condiciones.*

Sin embargo, el Contralor General eligió ignorar estos comentarios, como se documenta en su subsecuente informe de Abril de 2003.

- *No hay Documentación Valida de los Resultados de Muestreo y Análisis:* El Contralor General no provee documentación para demostrar procedimientos adecuados de muestreo y análisis, incluyendo ausencia de información sobre localizaciones de muestras, ausencia de registros de campo, ausencia de registros de cadena de custodia, y ausencia de informes de laboratorio firmados por laboratorios analíticos certificados. Ante la falta de documentación apropiada sobre el programa de campo y laboratorio, los datos del Contralor General serian considerados como inaceptables por cualquier agencia reguladora o ente científico con los que he trabajado.

En resumen, la información presentada en el informe del Contralor General confirma que Texpet completó el alcance del trabajo especificado en el SOW del Contrato y el RAP, de acuerdo con el criterio de remediación aplicable. Sin embargo, en contradicción con el propósito expreso de su informe (es decir, evaluar el cumplimiento del trabajo de Texpet con las especificaciones del contrato), el Contralor General eligió: i) comparar sitios que no fueron incluidos en el RAP contra las especificaciones del contrato, y ii) comparar las piscinas remediadas por Texpet con criterios de remediación que no eran aplicables ni bajo los términos del contrato ni bajo las regulaciones de la época.

Es el rol del Contralor General monitorear proyectos públicos en Ecuador, como la construcción de un nuevo tramo de una autopista, entonces estos errores fundamentales son comparables con el muestreo y análisis del pavimento de la *autopista equivocada* o con la comparación de estos resultados de análisis de pavimento con las *especificaciones equivocadas*. Como resultado, los hallazgos del informe del Contralor General no son relevantes para los objetivos expresos de su informe o para el trabajo de remediación ejecutado por Texpet.

Además, las afirmaciones del Contralor General respecto a que el criterio de remediación empleado en el proyecto de remediación de Texpet era inapropiado son inválidas, ya que tanto la prueba de HTP en lixiviado de suelo como la prueba de HTP en suelo usadas por Texpet son comúnmente empleadas para este propósito (ver la Sección 2.3 de mi informe). En efecto, el Árbitro Técnico para el proyecto de remediación de Texpet específicamente endorsó el uso del procedimiento TCLP para lixiviados de suelo para la evaluación de piscinas y suelos remediados (ERM, 1997). Es más, el procedimiento de prueba de TCLP es actualmente requerido por las regulaciones Ecuatorianas (Decreto 1215), y métodos similares se emplean en Louisiana y otros estados de los Estados Unidos. Las pruebas de verificación realizadas durante el proyecto de remediación de Texpet encontraron niveles no detectables de HTP en lixiviado, a un límite de detección de 5 mg/L, en todas las muestras de lixiviado de suelo provenientes de piscinas y suelos remediados, lo cual cumplía con el estándar para campos petroleros en efecto en Louisiana en aquella época (es decir, todos los resultados de HTP en lixiviados de suelo < 10 mg/L, según la Orden Estatal de Louisiana No. 29-B).

#### **b) Otros Consultores de la Fiscalía General**

De manera similar, las otras cinco investigaciones conducidas en representación de la Fiscalía General entre 2004 y 2009 no proveen evidencia respecto a que las piscinas que requerían remediación por parte de Texpet no fueron remediadas o fueron remediadas de una manera tal que no se cumpliera con los procedimientos especificados o el criterio numérico aplicable, con la posible excepción de 1 solo resultado de análisis. Los hallazgos específicos con respecto a estas investigaciones adicionales se encuentran a continuación:

- *Sr. Gutiérrez Granja (2004)*: Entre Agosto 14 y Noviembre 25 de 2004, el Sr. Jaime Gutiérrez Granja realizó una inspección visual de piscinas en 78 sitios de pozo, 74 de los cuales correspondían a sitios RAP. No se presentaron resultados de muestreo y análisis de laboratorio. La única posible excepción a remediación apropiada mencionada por el Sr. Gutiérrez fue la presencia de



“material negro” observado en la superficie del terreno en 3 sitios de pozo, pero las localizaciones reportadas para este material no estaban asociadas con ítemes RAP en el proyecto de remediación de Texpet.

- *Sr. Narváez y Sr. García (2005)*: Durante el periodo comprendido entre Agosto de 2004 y Enero de 2005, el Sr. Ian Narváez Troncoso y el Sr. Bolívar García Pinos investigaron un total de 130 sitios de pozo y recolectaron y analizaron 96 muestras de suelo provenientes de 85 de estos sitios. (Su informe afirma que el muestreo de suelos se condujo en 82 sitios de pozo, pero, de hecho, se suministran datos para 85 sitios de pozo). El examen cuidadoso de las coordenadas de localización de estas muestras de suelo suministradas por los Señores Narváez y García indica que su muestreo encontró solo 51 piscinas, mientras que el resto de las muestras de suelo fueron recolectadas de áreas no relacionadas con el programa de remediación de Texpet. De estas 51 piscinas, 44 correspondían a piscinas RAP remediadas antes del 20 de Marzo de 1997, y 1 correspondía a una piscina RAP remediada después del 20 de Marzo de 1997, mientras que las otras 6 eran piscinas NFA (3) o COC (3) para las que no se requería remediación por parte de Texpet. De las 45 piscinas remediadas investigadas, los resultados de las pruebas indicaron que solo 1 piscina excedía el criterio numérico de remediación aplicable en el tiempo de la remediación (es decir, Pozo Sacha 95, Piscina 1; ver las Tablas 14A, B, C, y D). El contenido de HTP en suelo moderadamente elevado (11829 mg/kg) reportado por Narváez y García correspondía a una muestra de suelo individual, no a una muestra de suelo compuesta (ver la Tabla 14 D), y por lo tanto no es directamente comparable con el criterio de remediación (ver la Sección 2.3.3 de mi informe). El análisis de una muestra de suelo compuesta en el momento de la remediación (1997) encontró un nivel de HTP en suelo menor a 5000 mg/kg, como era requerido (ver la Tabla 14C). Además, los registros de campo de los Señores Narváez y García confirman que esta piscina había sido remediada mediante solidificación de los sedimentos de piscina y cubrimiento con una capa de suelo limpio y vegetación, como lo requerían las especificaciones del RAP.

En su informe, el Sr. Narváez y el Sr. García sugieren que las piscinas remediadas antes de Marzo de 1997 estarían sujetas a un límite de HTP en suelo de 20000 mg/kg; sin embargo, tal criterio no fue especificado en el RAP o aplicado por el Gobierno de Ecuador o Petroecuador en aquella época. Su informe también afirma que las piscinas remediadas por Texpet no representan un riesgo para la vida silvestre. Además, no se encontró evidencia de migración lateral o vertical de petróleo desde la localización de las piscinas en las muestras de suelo recolectadas alrededor del perímetro de las piscinas remediadas

- *Sra. Enríquez Sánchez (2006)*: La Sra. Adriana Maribel Enríquez Sánchez llevó a cabo una inspección visual de un número no determinado de pozos en los campos Sacha, Shushufindi, Guanta, y Lago Agrio en Julio de 2006. No se llevó a cabo muestreo o análisis. Ella no observó migración de hidrocarburos en la localización de ninguna de las piscinas remediadas y concluye que ninguno de los sitios representa un riesgo para la salud humana, la flora, o la fauna.
- *Sr. Bedón (2009)*: El Sr. William Mauricio Bedón Sánchez investigó un total de 11 pozos RAP durante el periodo entre Mayo y Julio de 2009 y en Septiembre de



2009 y suministró resultados de muestreo y análisis de suelos de 13 piscinas que incluyen 2 piscinas NFA y 11 piscinas RAP. Las muestras de suelo fueron analizadas tanto para HTP en lixiviados como para HTP en suelos. Todas las piscinas RAP investigadas por el Sr. Bedón fueron remediadas por Texpet anteriormente a Marzo de 1997, cuando solo aplicaba el criterio de HTP en lixiviados (ver las Tablas 14A y B). (El Sr. Bedón erróneamente afirma que la Piscina 2 en Sacha 57 fue remediada después de Marzo de 1997, pero esto es incorrecto, ya que los registros de proyecto y fotografías disponibles claramente muestran que la remediación de esta piscina se completó el 18 de Julio de 1996). Algunas de las muestras de suelo remediado presentaron niveles de HTP superiores a 5000 mg/kg (un criterio que no aplicaba en el momento de la remediación), pero varios de los resultados de HTP en suelos presentados por el Sr. Bedón son significativamente superiores a los resultados analíticos obtenidos de estas mismas piscinas por peritos nominados en representación de Chevron o por otros investigadores de la Fiscalía General (es decir, Narváez y García). El Sr. Bedón también analizó 1 muestra de suelo compuesto para contenido de cadmio (ver la Tabla 15A), para la cual, la concentración medida se encontró por debajo de los niveles de evaluación basados en salud presentados en mi informe.

Las observaciones en campo del Sr. Bedón indican que todas las piscinas RAP habían sido remediadas por Texpet, y no se encontró que ninguna muestra de suelo excediera el criterio numérico de remediación aplicable en el momento de la remediación.

- *Sr. Pasquel y Sr. Lincango:* El Sr. Paul Pasquel Pazmiño y el Sr. Roberto Lincango Guañuna son oficiales de policía que realizaron una inspección visual de 9 pozos RAP entre Mayo 26 y 28 de 2009. Los 9 sitios visitados son los mismos sitios donde el Sr. Bedón efectuó muestreo y análisis entre Mayo y Julio de 2009. El informe del Sr. Pasquel y el Sr. Lincango se limita a la descripción de las características físicas de los 9 sitios y de los alrededores. Ninguna de las piscinas o áreas de derrame de petróleo que ellos identificaron en estos sitios eran ítemes RAP incluidos en el proyecto de remediación de Texpet.

***Principal Hallazgo:*** *La Fiscalía General no provee evidencia respecto a que las piscinas destinadas para remediación por parte de Texpet no hayan sido remediadas o se hayan remediado de una manera tal que no se cumplieran con los procedimientos de remediación y/o los criterios numéricos que eran aplicables en el momento en el que se efectuó el trabajo de remediación, con la posible excepción de un solo resultado de análisis de suelo.*

#### 4.0 CONCLUSIONES

94. Con base en mi revisión de la documentación del proyecto asociada con el programa de remediación de Texpet ejecutado entre 1995 y 1998 y en las investigaciones llevadas a cabo en un número significativo de estos sitios remediados en el periodo comprendido entre 2003 y 2009, concluyo que:
- 1) Las operaciones de Texpet en Ecuador entre 1972 y 1990 eran consistentes con las regulaciones aplicables y las prácticas prevalentes para gestión ambiental de operaciones petroleras en aquella época.
  - 2) La extensa documentación del proyecto de remediación de Texpet, incluyendo fotografías, registros de campo, resultados de análisis de laboratorio, y el informe final del proyecto, demuestra que Texpet completó el trabajo de remediación en el periodo entre 1995 y 1998 de acuerdo con el Alcance del Trabajo (SOW, por sus siglas en inglés), el Plan de Acción de Remediación (RAP, por sus siglas en inglés), y las subsecuentes modificaciones y adiciones especificadas por el Gobierno de Ecuador y Petroecuador.
  - 3) Representantes del Gobierno de Ecuador y Petroecuador certificaron la terminación satisfactoria del programa de remediación de Texpet en Septiembre de 1998, con base en inspecciones de sitios y análisis realizados durante el periodo entre 1995 y 1998.
  - 4) Las Inspecciones de 108 de los 172 sitios RAP (63%) realizadas durante el periodo comprendido entre 2003 y 2009 han confirmado que Texpet completó la remediación de piscinas, suelos, y sitios de derrames, y otras tareas requeridas, de acuerdo con las especificaciones aplicables. Las piscinas no remediadas que hoy en día permanecen en el área de la Concesión no estaban incluidas en el programa de remediación de Texpet.
  - 5) Los impactos residuales (de existir alguno) en suelos, agua subterránea, o agua superficial que permanecen hoy en día por las pasadas operaciones del Consorcio no representan un riesgo medible para la salud humana. Sin embargo, las regulaciones aplicables y las guías de la industria requieren la remediación adecuada de las piscinas petroleras no-RAP que hoy en día permanecen abiertas o están inadecuadamente remediadas en el área de la antigua Concesión.
  - 6) Las acusaciones de la Fiscalía General acerca de la remediación inadecuada de Texpet son inválidas, ya que, de los más de 128 sitios investigados por diferentes partes en representación de la Fiscalía, ninguna piscina especificada para remediación por Texpet se encontró no remediada o remediada de una manera que no cumpliera con los procedimientos y/o criterios numéricos aplicables en el momento en que se llevó a cabo el trabajo de remediación, con la posible excepción de un solo resultado analítico.

## 5.0 DOCUMENTOS CITADOS

### 5.1 Reportes del Proyecto Relacionados a la Antigua Concesión Petroecuador-Texaco

#### **Auditorías Ambientales de la Antigua Concesión Petroecuador-Texaco, 1992 - 1993**

- Fugro-McClelland (West). 1992. Final Environmental Field Audit for Practices 1964-1990 Petroecuador-Texaco Consortium, Oriente, Ecuador. Project No. 9241-0685, October 1992.
- HBT Agra Ltd. 1993. Draft Environmental Assessment of the Petroecuador-Texaco Consortium Oil Fields, Volumes I and II. October 1993.
- Oversight Commission of the National Congress. 1994. "Environmental Audit of the Texaco Company: Analysis and Comments," State of Ecuador, Preliminary Version, Quito, March 16, 1994.

#### **Documentos Relacionados a la Planificación e Implementación del Proyecto de Remediación, 1995 – 1998**

- ERM, 1996. Sampling Plan for Verification Sampling Texpet RAPTOR Project, Environmental Resource Management, Inc., 3 December 1996.
- ERM, 1997. Pit Closure Resampling Program. Environmental Resource Management, Inc., 27 January 1997.
- Laboratorio Analítico de Sacha. 1996. Sacha Analytical Laboratory sampling sheets and laboratory logs, Universidad Central/ Woodward-Clyde, December 1996.
- MEM. 1995. Anexo A: Alcance del Trabajo de Reparación Ambiental, Contrato para la Ejecución de Trabajos de Reparación Medioambiental y Liberación de Obligaciones, Responsabilidades y Demandas, Ministerio de Energía y Minas del Ecuador, 4 May 1995
- Ministry of Energy and Mines. 1997. Internal Memorandum Re: ERM Sampling by Engr. Alfonso Fernández. From the Ministry of Energy and Mines and Engr. Carlos A. Quiroz from Texpet to Engr. Hugo Jara Román from the Ministry of Energy and Mines and Ricardo Reis Veiga, Texpet Vice-president, 3 February 1997.
- WCII and SETC. 1995. Texaco Petroleum Company (Texpet), Plan de Acción de Reparación Medioambiental para el Antiguo Consorcio Petroecuador - Texpet, Woodward-Clyde International, Inc., and Smith Environmental Technologies Corporation, 8 September 1995
- WCII. 2000. Proyecto de Acciones de Remediación, Región Oriente, Ecuador, Informe Final – Volumen I y II, document prepared for Texaco Petroleum Company, Woodward-Clyde International, Inc., May 2000

#### **Actas de Aprobación Emitidas por el GDE y Petroecuador, 1995 – 1998**

- Ministerio de Energía y Minas, Ecuador. 1995. Acta 01, 15 November 1995
- Ministerio de Energía y Minas, Ecuador. 1995. Acta 02, 30 November 1995
- Ministerio de Energía y Minas, Ecuador. 1996. Acta 03, 25 January 1996
- Ministerio de Energía y Minas, Ecuador. 1996. Acta 04, 14 March 1996
- Ministerio de Energía y Minas, Ecuador. 1996. Acta 05, 11 April 1996
- Ministerio de Energía y Minas, Ecuador. 1996. Acta 06, 23 July 1996
- Ministerio de Energía y Minas, Ecuador. 1996. Acta 07, 24 July 1996
- Ministerio de Energía y Minas, Ecuador. 1996. Acta 08, 24 July 1996
- Ministerio de Energía y Minas, Ecuador. 1996. Acta 09, 12 September 1996
- Ministerio de Energía y Minas, Ecuador. 1996. Acta 10, 29 October 1996
- Ministerio de Energía y Minas, Ecuador. 1996. Acta 11, 22 November 1996
- Ministerio de Energía y Minas, Ecuador. 1997. Acta 12, 20 March 1997

Ministerio de Energía y Minas, Ecuador. 1997. Acta 13, 6 May 1997  
Ministerio de Energía y Minas, Ecuador. 1997. Acta 14, 14 May 1997  
Ministerio de Energía y Minas, Ecuador. 1997. Acta 15, 2 June 1997  
Ministerio de Energía y Minas, Ecuador. 1997. Acta 16, 16 October 1997  
Ministerio de Energía y Minas, Ecuador. 1997. Acta 17, 13 November 1997  
Ministerio de Energía y Minas, Ecuador. 1998. Acta 18, 30 March 1998  
Ministerio de Energía y Minas, Ecuador. 1998. Acta 19, 30 September 1998  
Ministerio de Energía y Minas, Ecuador. 1998. Acta Final, 30 September 1998

### **Reportes por los Peritos Nominados en Representación de Chevron, Caso de María Aguinda y Otros vs. ChevronTexaco, Inspecciones Judiciales, 2004 – 2009**

Baca, E., Reporte de Peritaje, *Sitio Sacha 53*, Corte Superior de Nueva Loja: María Aguinda y Otros vs. ChevronTexaco, Caso 002-2003, Enero 2005  
Baca, E., Reporte de Peritaje, *Sitio Estación de Producción Shushufindi Suroeste*, Corte Superior de Nueva Loja: María Aguinda y Otros vs. ChevronTexaco, Caso 002-2003, Enero 2005  
Baca, E., Reporte de Peritaje, *Sitio Sacha 94*, Corte Superior de Nueva Loja: María Aguinda y Otros vs. ChevronTexaco, Caso 002-2003, Febrero 2005  
Baca, E., Reporte de Peritaje, *Sitio Sacha 65*, Corte Superior de Nueva Loja: María Aguinda y Otros vs. ChevronTexaco, Caso 002-2003, Abril 2005  
Baca, E., Reporte de Peritaje, *Sitio Sacha 14*, Corte Superior de Nueva Loja: María Aguinda y Otros vs. ChevronTexaco, Caso 002-2003, Julio 2005  
Baca, E., Reporte de Peritaje, *Sitio Shushufindi 4*, Corte Superior de Nueva Loja: María Aguinda y Otros vs. ChevronTexaco, Caso 002-2003, Octubre 2005  
Baca, E., Reporte de Peritaje, *Sitio Shushufindi 13*, Corte Superior de Nueva Loja: María Aguinda y Otros vs. ChevronTexaco, Caso 002-2003, Enero 2006  
Baca, E., Reporte de Peritaje, *Sitio Shushufindi 24*, Corte Superior de Nueva Loja: María Aguinda y Otros vs. ChevronTexaco, Caso 002-2003, Enero 2006  
Baca, E., Reporte de Peritaje, *Sitio Shushufindi 27*, Corte Superior de Nueva Loja: María Aguinda y Otros vs. ChevronTexaco, Caso 002-2003, Febrero 2006  
Baca, E., Reporte de Peritaje, *Sitio Lago Agrío 11A*, Corte Superior de Nueva Loja: María Aguinda y Otros vs. ChevronTexaco, Caso 002-2003, Mayo 2006  
Baca, E., Reporte de Peritaje, *Sitio Lago Agrío 15*, Corte Superior de Nueva Loja: María Aguinda y Otros vs. ChevronTexaco, Caso 002-2003, Julio 2006  
Baca, E., Reporte de Peritaje, *Sitio Lago Cononaco 6*, Corte Superior de Nueva Loja: María Aguinda y Otros vs. ChevronTexaco, Caso 002-2003, Marzo 2007  
Bianchi, G., Reporte de Peritaje, *Sitio Sacha 10*, Corte Superior de Nueva Loja: María Aguinda y Otros vs. ChevronTexaco, Caso 002-2003, Enero 2005  
Bianchi, G., Reporte de Peritaje, *Sitio Shushufindi 48*, Corte Superior de Nueva Loja: María Aguinda y Otros vs. ChevronTexaco, Caso 002-2003, Marzo 2005  
Bianchi, G., Reporte de Peritaje, *Sitio Sacha 51*, Corte Superior de Nueva Loja: María Aguinda y Otros vs. ChevronTexaco, Caso 002-2003, Abril 2005  
Bianchi, G., Reporte de Peritaje, *Sitio Sacha 57*, Corte Superior de Nueva Loja: María Aguinda y Otros vs. ChevronTexaco, Caso 002-2003, Junio 2005  
Bianchi, G., Reporte de Peritaje, *Sitio Shushufindi 67*, Corte Superior de Nueva Loja: María Aguinda y Otros vs. ChevronTexaco, Caso 002-2003, Julio 2005  
Bianchi, G., Reporte de Peritaje, *Sitio Shushufindi 8*, Corte Superior de Nueva Loja: María Aguinda y Otros vs. ChevronTexaco, Caso 002-2003, Agosto 2005  
Bianchi, G., Reporte de Peritaje, *Sitio Sacha 13*, Corte Superior de Nueva Loja: María Aguinda y Otros vs. ChevronTexaco, Caso 002-2003, Agosto 2005  
Bianchi, G., Reporte de Peritaje, *Sitio Shushufindi 7*, Corte Superior de Nueva Loja: María Aguinda y Otros vs. ChevronTexaco, Caso 002-2003, Noviembre 2005

- Bianchi, G., Reporte de Peritaje, *Sitio Shushufindi 21*, Corte Superior de Nueva Loja: María Aguinda y Otros vs. ChevronTexaco, Caso 002-2003, Diciembre 2005
- Bianchi, G., Reporte de Peritaje, *Sitio Lago Agrio 2*, Corte Superior de Nueva Loja: María Aguinda y Otros vs. ChevronTexaco, Caso 002-2003, Febrero 2006
- Bianchi, G., Reporte de Peritaje, *Sitio Lago Agrio 6*, Corte Superior de Nueva Loja: María Aguinda y Otros vs. ChevronTexaco, Caso 002-2003, Marzo 2006
- Bianchi, G., Reporte de Peritaje, *Sitio Guanta 7*, Corte Superior de Nueva Loja: María Aguinda y Otros vs. ChevronTexaco, Caso 002-2003, Julio 2006
- Bianchi, G., Reporte de Peritaje, *Sitio Guanta 6*, Corte Superior de Nueva Loja: María Aguinda y Otros vs. ChevronTexaco, Caso 002-2003, Agosto 2006
- Bjorkman, B., Reporte de Peritaje, *Sitio Estación de Producción Sacha Norte 2*, Corte Superior de Nueva Loja: María Aguinda y Otros vs. ChevronTexaco, Caso 002-2003, Mayo 2006
- Bjorkman, B., Reporte de Peritaje, *Sitio Estación de Producción Sacha Sur*, Corte Superior de Nueva Loja: María Aguinda y Otros vs. ChevronTexaco, Caso 002-2003, Julio 2006
- Bjorkman, B., Reporte de Peritaje, *Sitio Estación de Producción Sacha Norte 1*, Corte Superior de Nueva Loja: María Aguinda y Otros vs. ChevronTexaco, Caso 002-2003, Septiembre 2006
- Connor, J., Reporte de Peritaje, *Sitio Sacha 6*, Corte Superior de Nueva Loja: María Aguinda y Otros vs. ChevronTexaco, Caso 002-2003, Enero 2005
- Connor, J., Reporte de Peritaje, *Sitio Sacha 21*, Corte Superior de Nueva Loja: María Aguinda y Otros vs. ChevronTexaco, Caso 002-2003, Enero 2005
- Connor, J., Reporte de Peritaje, *Sitio Estación de Producción Shushufindi Sur*, Corte Superior de Nueva Loja: María Aguinda y Otros vs. ChevronTexaco, Caso 002-2003, Junio 2005
- Connor, J., Reporte de Peritaje, *Sitio Estación de Producción Shushufindi Norte*, Corte Superior de Nueva Loja: María Aguinda y Otros vs. ChevronTexaco, Caso 002-2003, Agosto 2005
- Connor, J., Reporte de Peritaje, *Sitio Estación de Producción Sacha Central*, Corte Superior de Nueva Loja: María Aguinda y Otros vs. ChevronTexaco, Caso 002-2003, Noviembre 2005
- Morales, F., Reporte de Peritaje, *Sitio Sacha 18*, Corte Superior de Nueva Loja: María Aguinda y Otros vs. ChevronTexaco, Caso 002-2003, Abril 2005
- Morales, F., Reporte de Peritaje, *Sitio Sacha 85*, Corte Superior de Nueva Loja: María Aguinda y Otros vs. ChevronTexaco, Caso 002-2003, Mayo 2005
- Morales, F., Reporte de Peritaje, *Sitio Estación de Producción Lago Agrio Norte*, Corte Superior de Nueva Loja: María Aguinda y Otros vs. ChevronTexaco, Caso 002-2003, Agosto 2005
- Morales, F., Reporte de Peritaje, *Sitio Estación de Producción Shushufindi Central*, Corte Superior de Nueva Loja: María Aguinda y Otros vs. ChevronTexaco, Caso 002-2003, Enero 2006
- Morales, F., Reporte de Peritaje, *Sitio Estación de Producción Aguarico*, Corte Superior de Nueva Loja: María Aguinda y Otros vs. ChevronTexaco, Caso 002-2003, Mayo 2006
- Morales, F., Reporte de Peritaje, *Sitio Estación de Producción Lago Agrio Central*, Corte Superior de Nueva Loja: María Aguinda y Otros vs. ChevronTexaco, Caso 002-2003, Julio 2006
- Salcedo, J., Reporte de Peritaje, *Sitio Shushufindi 18*, Corte Superior de Nueva Loja: María Aguinda y Otros vs. ChevronTexaco, Caso 002-2003, Febrero 2006
- Salcedo, J., Reporte de Peritaje, *Sitio Shushufindi 25*, Corte Superior de Nueva Loja: María Aguinda y Otros vs. ChevronTexaco, Caso 002-2003, Marzo 2006
- Salcedo, J., Reporte de Peritaje, *Sitio Shushufindi 45A*, Corte Superior de Nueva Loja: María Aguinda y Otros vs. ChevronTexaco, Caso 002-2003, Marzo 2006
- Salcedo, J., Reporte de Peritaje, *Sitio Shushufindi 38*, Corte Superior de Nueva Loja: María Aguinda y Otros vs. ChevronTexaco, Caso 002-2003, Marzo 2006
- Salcedo, J., Reporte de Peritaje, *Sitio Yuca 2*, Corte Superior de Nueva Loja: María Aguinda y Otros vs. ChevronTexaco, Caso 002-2003, Marzo 2007
- Salcedo, J., Reporte de Peritaje, *Sitio Auca 1*, Corte Superior de Nueva Loja: María Aguinda y Otros vs. ChevronTexaco, Caso 002-2003, Marzo 2007

---

**Apéndices Generales a los Reportes por los Peritos Nominados en Representación de Chevron, Caso de María Aguinda y Otros vs. ChevronTexaco, 2004 - 2007**

- Connor, J., 2004, General Appendices, Apéndice E, Biodegradación del Petróleo Crudo en Los Suelos y en el Agua de Producción: Estudios de Laboratorio y Resultados de Campo, Apéndice E.1, Douglas, G., and Alvarez, P. Procesos de Degradación del Petróleo Crudo en el Ambiente, 8 December 2004.
- Connor, J., 2005a, Appendix McHugh, T., Criterio de Calidad de Agua y Suelo para la Evaluación de Datos Ambientales de las Inspecciones Judiciales, 2005.
- Connor, J., 2005b, General Appendices, Apéndice D, Composición del Petróleo Crudo y del Agua de Producción: Transformación y Movimiento en el Ambiente, Appendix D.2, Newell, C., Saturation and Mobility of Crude Oil and Soils, 13 June 2005.
- Connor, J., 2007, General Appendices, Apéndice D, Composición del Petróleo Crudo y del Agua de Producción: Transformación y Movimiento en el Ambiente, Appendix D.1, Douglas, G., BTEX, Hidrocarburos Aromáticos Policíclicos, Contenido de Metales Traza y Propiedades de LosCrudos del Ecuador, 7 February 2007.
- Michel, J., Revelo, N. Osorio, X. and Connor, J. 2008, Evaluación del Estado de la Vegetación en los Antiguos Puntos de Descarga de Agua de Producción de las Estaciones de Producción. Antigua Concesión Petroecuador-Texaco, Región Oriente, Ecuador.
- Neff, J., 2006, Agua de Formación, Caracterización y Toxicidad: Observaciones al Anexo M – Agua de Formación, Caracterización y Toxicidad” del Informe Pericial del Perito Villacreces de la Inspección Judicial del Pozo Guanta 7, Corte Superior de Nueva Loja: María Aguinda y Otros vs. ChevronTexaco, Caso 002-2003, Octubre 2006

**Reportes por los Peritos Nominados en Representación de los Demandantes, Caso de María Aguinda y Otros vs. ChevronTexaco, Inspecciones Judiciales, 2005 – 2006**

- Camino, E., Informe de la Inspección Judicial, *Pozo Sacha 53*, Corte Superior de Nueva Loja: María Aguinda y Otros vs. ChevronTexaco, Caso 002-200, Noviembre 2005
- Camino, E., Informe Pericial, *Pozo Sacha 10*, Corte Superior de Nueva Loja: María Aguinda y Otros vs. ChevronTexaco, Caso 002-200, Abril 2005
- Camino, E., Informe Pericial, *Pozo Sacha 51*, Corte Superior de Nueva Loja: María Aguinda y Otros vs. ChevronTexaco, Caso 002-200, Abril 2005
- Calmbacher, C., Informe de la Inspección Judicial en el *Pozo Sacha 94*, Corte Superior de Nueva Loja: María Aguinda y Otros vs. ChevronTexaco, Caso 002-200, Febrero 2005
- Calmbacher, C., Informe de la Inspección Judicial del *Pozo Shushufindi 48*, Corte Superior de Nueva Loja: María Aguinda y Otros vs. ChevronTexaco, Caso 002-200, Marzo 2005
- Dávila, O., Informe del Perito, Inspección Judicial de la *Estación Shushufindi Suroeste*, Corte Superior de Nueva Loja: María Aguinda y Otros vs. ChevronTexaco, Caso 002-200, Febrero 2005
- Dávila, O., Informe del Perito, Inspección Judicial del *Pozo Sacha 65*, Corte Superior de Nueva Loja: María Aguinda y Otros vs. ChevronTexaco, Caso 002-200, Mayo 2005
- Dávila, O., Informe del Perito, Inspección Judicial del *Estación de Producción Shushufindi Sur*, Corte Superior de Nueva Loja: María Aguinda y Otros vs. ChevronTexaco, Caso 002-200, Junio 2005
- Dávila, O., Informe del Perito, Inspección Judicial del *Pozo Sacha 14*, Corte Superior de Nueva Loja: María Aguinda y Otros vs. ChevronTexaco, Caso 002-200, Julio 2005
- Dávila, O., Informe del Perito, Inspección Judicial del *Estación de Producción Shushufindi Norte*, Corte Superior de Nueva Loja: María Aguinda y Otros vs. ChevronTexaco, Caso 002-200, Julio 2005

- Felicita, O., Informe del Perito de la Inspección Judicial en la *Estación Sacha Sur*, Corte Superior de Nueva Loja: María Aguinda y Otros vs. ChevronTexaco, Caso 002-200, Julio 2006
- Grandes, X., Informe Pericial de la Inspección Judicial Realizada al *Pozo Shushufindi 67*, Corte Superior de Nueva Loja: María Aguinda y Otros vs. ChevronTexaco, Caso 002-200, Julio 2005
- Grandes, X., Informe Pericial de la Inspección Judicial Realizada al *Pozo Shushufindi 8*, Corte Superior de Nueva Loja: María Aguinda y Otros vs. ChevronTexaco, Caso 002-200, Agosto 2005
- Grandes, X., Informe Pericial de la Inspección Judicial Realizada a la *Estación de Producción Lago Agrio Norte*, Corte Superior de Nueva Loja: María Aguinda y Otros vs. ChevronTexaco, Caso 002-200, Agosto 2005
- Mora, F., Informe del Perito de la Inspección Judicial del *Pozo Shushufindi 25*, Corte Superior de Nueva Loja: María Aguinda y Otros vs. ChevronTexaco, Caso 002-200, Octubre 2006
- Robalino, J., Informe del Perito de la Inspección Judicial en el *Pozo Sacha 18*, Corte Superior de Nueva Loja: María Aguinda y Otros vs. ChevronTexaco, Caso 002-200, Mayo 2005
- Robalino, J., Informe del Perito de la Inspección Judicial en el *Pozo Sacha 85*, Corte Superior de Nueva Loja: María Aguinda y Otros vs. ChevronTexaco, Caso 002-200, Junio 2005
- Robalino, J., Informe Inspección Judicial del *Pozo Sacha 57*, Corte Superior de Nueva Loja: María Aguinda y Otros vs. ChevronTexaco, Caso 002-200, Octubre 2005
- Robalino, J., Informe Inspección Judicial del *Pozo Shushufindi 4*, Corte Superior de Nueva Loja: María Aguinda y Otros vs. ChevronTexaco, Caso 002-200, Octubre 200
- Robalino, J., Informe del Perito de la Inspección Judicial en el *Pozo Shushufindi 13*, Corte Superior de Nueva Loja: María Aguinda y Otros vs. ChevronTexaco, Caso 002-200, Noviembre 2005
- Robalino, J., Informe del Perito de la Inspección Judicial en la *Estación Sacha Central*, Corte Superior de Nueva Loja: María Aguinda y Otros vs. ChevronTexaco, Caso 002-200, Noviembre 2005
- Robalino, J., Informe del Perito de la Inspección Judicial en el *Pozo Lago Agrio 06*, Corte Superior de Nueva Loja: María Aguinda y Otros vs. ChevronTexaco, Caso 002-200, Marzo 2006
- Robalino, J., Informe del Perito de la Inspección Judicial en el *Pozo Lago Agrio 02*, Corte Superior de Nueva Loja: María Aguinda y Otros vs. ChevronTexaco, Caso 002-200, Febrero 2006
- Robalino, J., Informe del Perito de la Inspección Judicial en el *Pozo Lago Agrio 11A (11.1)*, Corte Superior de Nueva Loja: María Aguinda y Otros vs. ChevronTexaco, Caso 002-200, Mayo 2006
- Robalino, J., Informe del Perito de la Inspección Judicial en el *Pozo Lago Agrio 15*, Corte Superior de Nueva Loja: María Aguinda y Otros vs. ChevronTexaco, Caso 002-200, Julio 2006
- Robalino, J., Informe del Perito de la Inspección Judicial en la *Estación Sacha Norte 1*, Corte Superior de Nueva Loja: María Aguinda y Otros vs. ChevronTexaco, Caso 002-200, Septiembre 2006
- Suárez, A., Informe del Perito de la Inspección Judicial en el *Pozo Shushufindi 38*, Corte Superior de Nueva Loja: María Aguinda y Otros vs. ChevronTexaco, Caso 002-200, Marzo 2006
- Suárez, A., Informe del Perito de la Inspección Judicial en el *Pozo Shushufindi 45A*, Corte Superior de Nueva Loja: María Aguinda y Otros vs. ChevronTexaco, Caso 002-200, Marzo 2006
- Villacreces, L., Informe Pericial, Inspección Judicial, *Pozo Shushufindi 24*, Corte Superior de Nueva Loja: María Aguinda y Otros vs. ChevronTexaco, Caso 002-200, Enero 2006
- Villacreces, L., Informe Pericial, Inspección Judicial, *Pozo Sacha 13*, Corte Superior de Nueva Loja: María Aguinda y Otros vs. ChevronTexaco, Caso 002-200, Febrero 2006
- Villacreces, L., Informe Pericial, Inspección Judicial, *Pozo Shushufindi 27*, Corte Superior de Nueva Loja: María Aguinda y Otros vs. ChevronTexaco, Caso 002-200, Febrero 2006



- Villacreces, L., Informe Pericial, Inspección Judicial, *Pozo Shushufindi 18*, Corte Superior de Nueva Loja: María Aguinda y Otros vs. ChevronTexaco, Caso 002-200, Febrero 2006
- Villacreces, L., Informe Pericial, Inspección Judicial, *Pozo Shushufindi 25*, Corte Superior de Nueva Loja: María Aguinda y Otros vs. ChevronTexaco, Caso 002-200, Marzo 2006
- Villacreces, L., Informe Pericial, Inspección Judicial, *Estación Lago Agrio Central*, Corte Superior de Nueva Loja: María Aguinda y Otros vs. ChevronTexaco, Caso 002-200, Septiembre 2006
- Villacreces, L., Informe Pericial, Inspección Judicial, *Estación de Producción Aguarico Central*, Corte Superior de Nueva Loja: María Aguinda y Otros vs. ChevronTexaco, Caso 002-200, Mayo 2006
- Villacreces, L., Informe Pericial, Inspección Judicial, *Pozo Guanta-07*, Corte Superior de Nueva Loja: María Aguinda y Otros vs. ChevronTexaco, Caso 002-200, Julio 2006
- Villacreces, L., Informe Pericial, Inspección Judicial, *Pozo Guanta-06*, Corte Superior de Nueva Loja: María Aguinda y Otros vs. ChevronTexaco, Caso 002-200, Agosto 2006
- Villacreces, L., Informe Pericial, Inspección Judicial *Pozo Auca 01*, Corte Superior de Nueva Loja: María Aguinda y Otros vs. ChevronTexaco, Caso 002-200, Marzo 2007
- Villacreces, L., Informe Pericial, Inspección Judicial, *Pozo Cononaco 06*, Corte Superior de Nueva Loja: María Aguinda y Otros vs. ChevronTexaco, Caso 002-200, Marzo 2007
- Villacreces, L., Informe Pericial, Inspección Judicial, *Pozo Yuca – 2B*, Corte Superior de Nueva Loja: María Aguinda y Otros vs. ChevronTexaco, Caso 002-200, Marzo 2007
- Viteri, F., Informe del Perito de la Inspección Judicial en el *Pozo Shushufindi 07*, Corte Superior de Nueva Loja: María Aguinda y Otros vs. ChevronTexaco, Caso 002-200, Noviembre 2005
- Viteri, F., Informe del Perito de la Inspección Judicial en el *Pozo Shushufindi 21*, Corte Superior de Nueva Loja: María Aguinda y Otros vs. ChevronTexaco, Caso 002-200, Diciembre 2005
- Viteri, F., Informe del Perito de la Inspección Judicial en la *Estación Shushufindi Central*, Corte Superior de Nueva Loja: María Aguinda y Otros vs. ChevronTexaco, Caso 002-200, Enero 2006
- Viteri, F., Informe del Perito de la Inspección Judicial en la *Estación Sacha Norte 2*, Corte Superior de Nueva Loja: María Aguinda y Otros vs. ChevronTexaco, Caso 002-200, Mayo 2006

### **Reportes por los Peritos de la Corte, Caso de María Aguinda y Otros vs. ChevronTexaco, Inspecciones Judiciales, 2007 – 2009**

- Enriquez, A., Informe Pericial de Inspección a la *Estación de Producción Palanda*, Corte Superior de Nueva Loja: María Aguinda y Otros vs. ChevronTexaco, Caso 002-200, Junio 2007
- Enriquez, A., Informe de Inspección a la *Refinería Shushufindi*, Corte Superior de Nueva Loja: María Aguinda y Otros vs. ChevronTexaco, Caso 002-200, Septiembre 2007
- Muñoz, M., Informe de la Diligencia Judicial de la Estación del *Pozo Auca 19*, Corte Superior de Nueva Loja: María Aguinda y Otros vs. ChevronTexaco, Caso 002-200, Junio 2009
- Muñoz, M., Informe de la Diligencia Judicial de la Estación del *Pozo Auca 17*, Corte Superior de Nueva Loja: María Aguinda y Otros vs. ChevronTexaco, Caso 002-200, Junio 2009
- Muñoz, M., Informe de la Diligencia Judicial de la Estación del *Pozo Auca Central*, Corte Superior de Nueva Loja: María Aguinda y Otros vs. ChevronTexaco, Caso 002-200, Junio 2009
- Muñoz, M., Informe de la Diligencia Judicial de la Estación del *Pozo Auca Sur*, Corte Superior de Nueva Loja: María Aguinda y Otros vs. ChevronTexaco, Caso 002-200, Junio 2009
- Muñoz, M., Informe de la Diligencia Judicial de la Estación del *Pozo Culebra*, Corte Superior de Nueva Loja: María Aguinda y Otros vs. ChevronTexaco, Caso 002-200, Junio 2009
- Muñoz, M., Informe de la Diligencia Judicial de la Estación del *Pozo Guanta Central*, Corte Superior de Nueva Loja: María Aguinda y Otros vs. ChevronTexaco, Caso 002-200, Junio 2009
- Muñoz, M., Informe de la Diligencia Judicial de la Estación del *Pozo Yulebra*, Corte Superior de Nueva Loja: María Aguinda y Otros vs. ChevronTexaco, Caso 002-200, Junio 2009

Muñoz, M., Informe de la Diligencia Judicial de la Estación del *Pozo Yuca Central*, Corte Superior de Nueva Loja: María Aguinda y Otros vs. ChevronTexaco, Caso 002-200, Junio 2009  
Pilamunga, J., Informe de Observancia Pericial Practicada en el Juicio No. 002-2003 en el *Pozo Aguarico-02*, Corte Superior de Nueva Loja: María Aguinda y Otros vs. ChevronTexaco, Caso 002-2003, Septiembre 2008

### **Reportes por el Perito Global de la Corte Sr. Cabrera, 2008**

Cabrera, R., Informe Sumario del Examen Pericial, (Nueva Loja, 24 de marzo de 2008), María Aguinda y Otros vs. ChevronTexaco, Caso 002-2003, Abril 2008  
Cabrera, R., Respuestas a las Preguntas de la Parte Demandante Relacionadas con el Informe Pericial (Nueva Loja, noviembre de 2008), María Aguinda y Otros vs. ChevronTexaco, Caso 002-2003, Noviembre 2008

### **Respuesta a los Reportes del Sr. Cabrera por Expertos y Otros en Representación de Chevron, 2008 - 2009**

Connor, J. and Landazuri, R., 2008. Response to Statements by Mr. Cabrera Regarding Alleged Impacts to Water Resources in the Petroecuador-Texaco Concession Area, Oriente Region, Ecuador. Maria Aguinda et al. vs. ChevronTexaco Corporation, Superior Court of Justice of Nueva Loja, Ecuador. Case No. 002-2003.  
Connor, J. and W. Hutton, 2008. Response to the Proposal of Mr. Carbrera Regarding Improvement of the Infrastructure in the Former Petroecuador-Texpet Concession. Oriente Region, Ecuador. Maria Aguinda et al. vs. ChevronTexaco Corporation, Superior Court of Justice of Nueva Loja, Ecuador. Case No. 002-2003.  
McHugh, T. 2008. Response to the Allegations of Mr. Cabrera Regarding the Potential Human Health Risk Associated with Hydrocarbons and Metals in the Petroecuador-Texaco Concession Area.

### **Respuesta a los Reportes del Sr. Barros por Expertos en Representación de Chevron, 2010**

Chevron Response to Sr. Barros, Adjunto D, Análisis Temporal del Manejo de Agua de Producción en el Área de la Antiguo Concesión, PETROECUADOR-Texpet, 14 January 2010.  
Chevron Response to Sr. Barros, Adjunto I, Conjuntos de Piscinas de Petroecuador, 14 January 2010.

### **Respuesta al Reporte del Sr. Cárdenas por Expertos en Representación de Chevron, 2010**

Douglas, G.S., 2010. CVX Rebuttal to Arturo Orquera Cárdenas, Anexo 8. Respuesta de "Hidrocarburos totales de petróleo" en productos de consumo y materiales naturales. Corte Provincial de Justicia de Sucumbíos, 21 May 2010.

### **Reportes Preparados en Representación de la Fiscalía General del Ecuador, 2003 – 2005**

Bedón, W., 2009a. Peritaje Ambiental Sobre el Análisis de los Trabajos de Reparación Ambiental de las Piscinas de los Pozos Aguarico 08, Atacapi 05, Lago Agrio 05, Parahuacu 03, Rori 01, Sacha 56, Sacha 57, Sacha 94, Shushufindi 18. For the Acting Prosecutor General of Ecuador, Alfredo Alvear Enríquez, Esq., August 25, 2009.

- Bedón, W., 2009b. Peritaje Ambiental Sobre el Análisis de los Trabajos de Reparación Ambiental de las Piscinas de los Pozos Shushufindi 21 y Sacha 53. Presumably for the Acting Prosecutor General of Ecuador, Alfredo Alvear Enríquez, Esq., 2009.
- Contraloría General del Estado, Dirección de Obras Públicas; 12 de Abril de 2005. Auditoría Ambiental a la Gestión de Petroproducción en los Procesos de Explotación y Producción de Crudo, Relacionados con Fluidos y Lodos de Perforación y Aguas de Formación en las Provincias de Orellana y Sucumbios, Quito – Ecuador
- Contraloría General del Estado, 2003, "Examen Especial al Contrato para la Ejecución de Trabajos de Reparación Medioambiental y Liberación de Obligaciones, Responsabilidades, y Demandas Celebrado el 4 de Mayo de 1995 entre el Ministro de Energía y Minas en Representación del Gobierno Ecuatoriano, El Presidente Ejecutivo de Petroecuador y el Vicepresidente de la Compañía Texaco Petroleum Company Texpet", Código DA3-25-2002, April 9, 2003.
- Contraloría General del Estado, 2004, *Auditoría Ambiental a la Gestión de Petroproducción en los Procesos de Explotación y Producción de Crudo, Relacionados con Fluidos y Lodos de Perforación y Aguas de Formación en las Provincias de Orellana y Sucumbios, Dirección de Control de Obras Publicas, 2004.*
- Enríquez, 2006. *Reconocimiento del Lugar de los Hechos para la Valoración Técnico-Visual del Impacto Ambiental en Sitios Remediados por Texaco Petroleum Company [Techno-Visual Scene Investigation of the Environmental Impact in Sites Remediated by Texaco Petroleum Company]*. Adriana Maribel Enríquez Sánchez, 7 July 2006.
- Gutiérrez, 2004. *Report on the Visual Inspection of the Scene*. Jaime Gutiérrez Granja, 27 December 2004.
- Narváez, I. and García, B., 2005. "Experticia Técnica para la Valoración del Impacto Ambiental de los Sitios Estipulados en el RAP", Ministerio Público del Ecuador, Unidad de Delitos Contra el Medio Ambiente y Patrimonio Cultural. Indagación Previa No. 25-2004 UMAPC-LEV. [Expert Technical Report for Assessment of Environmental Impact of the Stipulated RAP Sites", Public Ministry of Ecuador, Crimes Against the Environment and Cultural Heritage Unit. Previous Inquiry 25-2004 UMAPC-LEV.
- Pasquel and Lincango, 2009. *Informe de Reconocimiento del Lugar [Report of Scene Investigation], No. 092-2009*. Corporals Paul Pasquel Pazmiño and Roberto Lincango Guañuna, from the *Subdirección Técnico Científica de la Policía Judicial; Unidad de Apoyo Criminalística de Sucumbíos* [Teco-Scientific Office of the Judicial Police; Sucumbíos Criminal Support Division], 12 June 2009.

### Resúmenes de las Operaciones de Petroecuador

- Dirección de Control de Obras Públicas, 2004, "Auditoría Ambiental a la Gestión de Petroproducción en los Procesos de Explotación y Producción de Crudo, Relacionados con Fluidos y Lodos de Perforación y Aguas de Formación en las Provincias de Orellana y Sucumbios", por orden de el Contraloría General del Estado, Oficio No. 1592-DICOP, 15 de abril de 2004.
- Petroecuador, 2009b; Informe Estadístico Gerencial, Agosto 2009.
- Petroproducción, 25 de Febrero de 2008. Memorando 03 RYA-MFED-2008, De: Jefe de Reinyección de Agua, Para: Jefe de Ingeniería de Petróleos DA., Asunto: Volumen de Agua Producido y Reinyectado, presentado en la Corte Superior de Nueva Loja por el Superintendente de Petroproducción, mediante Oficio No. 0963 PPR-SDA-LGL-2008 del 28 de Abril de 2008.

---

## Reportes Sobre los Programas de Remediación de Petroecuador (PEPDA, UMR/VAS), 2006 – 2007

- El Comercio, 5 October 2006, "Petroecuador eliminará 264 piscinas con desechos en la amazonía", Special Supplement
- Ministry of Energy and Mines, 2007, Letter from Lucía Ruiz M., Subsecretary of Environmental Protection, Ministry of Energy and Mines, to the Presiding Judge of the Superior Court of Nueva Loja, November 14, 2007.
- PEPDA, 2007, "Proyecto de Eliminación de Pasivos Ambientales a Través del Proyecto – PEPDA– en el Distrito Amazónico", Ing. Jorge Mideros and Ing. Jorge Vivanco, Equipo Profesional, Proyecto PEPDA, Joya de los Sachas, December 2007.
- PEPDA, 2006a. Final Report, SA-14-1 Pit Remediation Report, 2006.
- PEPDA, 2006b. Final Report, SA-15-1 Pit Remediation Report, 2006.
- PEPDA, 2006c. Final Report, SA-32-1 Pit Remediation Report, 2006.
- PEPDA, 2006d. Final Report, SA-32-2 Pit Remediation Report, 2006.
- PEPDA, 2006e. Final Report, SA-78 Pit Remediation Report, 2006.
- PEPDA, undated. PowerPoint Presentation for SSF-50-2 Pit Remediation Report, undated.
- Petroecuador, 2009a, "Vicepresidencia Corporativa de Ambiental, Responsabilidad Social, Seguridad, y Salud," issued October 21, 2009.

## Regulaciones Ambientales de Ecuador

- Republica del Ecuador, Acuerdo Ministerial No. 621 del 21 de Febrero de 1992, Reglamento Ambiental para las Actividades Hidrocarburíferas en el Ecuador, Registro Oficial No. 888, 6 Marzo 1992
- Republica del Ecuador, Decreto Ejecutivo No. 2982, Reglamento Ambiental para las Actividades Hidrocarburíferas en el Ecuador, Registro Oficial No. 766, 24 Agosto 1995
- Republica del Ecuador, Decreto Ejecutivo No. 1215, Reglamento Sustitutivo al Reglamento Ambiental para las Operaciones Hidrocarburíferas en el Ecuador, Registro Oficial No. 265, 13 Febrero 2001
- Republica del Ecuador, Decreto Supremo No. 925, Registro Oficial No. 370, 16 Agosto 1973
- Republica del Ecuador, Decreto Supremo No. 1437, Registro Oficial No. 339, 18 Mayo 1977
- Republica del Ecuador, Decreto Supremo No. 1438, Registro Oficial No. 338, 18 Mayo 1977

## 5.2 Documentos Publicados

- 1) American Cancer Society, 2008. "Cancer Facts & Figures 2008," Downloaded from <http://www.cancer.org>, February, 2008.
- 2) API, 1989. API Environmental Guidance Document, Onshore Solid Waste Management in Exploration and Production Operations. American Petroleum Institute, Washington, D.C.
- 3) API, 1993, Evaluation of Limiting Constituents Suggested for Land Disposal of Exploration and Production Wastes, API Publ. No. 4527, American Petroleum Institute, Washington, DC August 1993.
- 4) API, 1997. "Environmental Guidance Document: Waste Management in Exploration and Production Operations," API E5, 2<sup>nd</sup> Edition, February 1997, American Petroleum Institute, Washington, D.C.
- 5) API, 2001. Risk-Based Methodologies for Evaluating Petroleum Hydrocarbon Impacts at Oil and Natural Gas E&P Sites, API Publication 4709, February 2001.
- 6) ARPEL, 1998. "Review of Methods for the Clean-Up of Groundwater Which Has Been Contaminated by Petroleum Products," Regional Association of Oil and Natural Gas Companies in Latin America and the Caribbean, Montevideo, Uruguay.
- 7) ARPEL, 2005, "Treatment and Disposal of Exploration and Production Drilling Wastes," Regional Association of Oil and Natural Gas Companies in Latin America and the Caribbean, ARPEL Environmental Guideline #4-2005, May 2005
- 8) ASTM, 1995. ASTM E-1739-95: Standard Guide for Risk-Based Corrective Action Applied at Petroleum Release Sites, ASTM International, Philadelphia, PA. (Re-Approved 2002)
- 9) ASTM, 2000. ASTM E-2081-00: Standard Guide for Risk-Based Corrective Action; ASTM International, Philadelphia, PA.
- 10) ATSDR, 1999. Toxicological Profile for Total Petroleum Hydrocarbons, U.S. Department of Health and Human Services, Public Health Service, American Toxic Substances Disease Registry (ATSDR), September 1999.
- 11) Carlon, C. (Ed.) 2007. Derivation Methods of Soil Screening Values In Europe. A Review And Evaluation of National Procedures Towards Harmonisation. European Commission, Joint Research Centre, Ispra, EUR 22805-EN, 306 pp.
- 12) CONCAWE, 2003. "European Oil Industry Guideline for Risk-Based Assessment of Contaminated Sites," Conservation of Clean Air and Water in Europe, Brussels, Belgium
- 13) El Mundo, 18 April 2001, "Economía: PDVSA Saneará 12 Mil Fosas de Desechos Petroleros."
- 14) El Comercio, 29 October 2006, "En Sacha, el crudo se limpia 30 años después"
- 15) El Telegrafo, 20 October 2006, "Petroecuador coordina limpieza por derrame"
- 16) El Universo, 21 June 2009, "Estado assume arreglo ambiental"
- 17) E&P Forum, 1991. Oil Industry Operating Guideline for Tropical Rainforests, The Oil Industry International Exploration and Production Forum, London, UK. Report No. 2.49/170.
- 18) E&P Forum, 1993. Exploration and Production (E&P) Waste Management Guidelines. The Oil Industry International Exploration and Production Forum, London, UK. Report No. 2.58/196.
- 19) E&P Forum, 1996. Decommissioning, Remediation, and Reclamation Guidelines for Onshore Exploration and Production Sites. The Oil Industry International Exploration and Production Forum, London, UK. Report No. 2.70/242. October 1996.
- 20) Greeno, J.L., Hedstrom, G.S., and DiBerto, M. 1985. Environmental Auditing Fundamentals and Techniques. John Wiley & Sons. New York.

- 21) Guckian, W.M., Hurst, K.G., Kerns, B.K., Moore, D.W., Biblo, J.T., and Thompson, R.D. 1993. Initiating an Audit Program: A Case History. SPE 25955. SPE/EPA Exploration & Production Environmental Conference, San Antonio, Texas, 7-10 March 1993.
- 22) Hamilton, W.A., Sewell, H.J., and G. Deeley, 1999, Technical Basis for Current Soil Management Levels of Total Petroleum Hydrocarbons, 6th International Petroleum Environmental Conference, Houston, TX, November 16-18, 1999.
- 23) ICF, 2000. Overview of Exploration and Production Waste Volumes and Waste Management Practices in the United States, Based on API Survey of Onshore and Coastal Exploration and Production Operations for 1995 and API Survey of Natural Gas Processing Plants for 1995. ICF Consulting, American Petroleum Institute, Washington, D.C. May 2000.
- 24) IHS, 2009. IHS International Exploration and Production (E&P) Database, 2009.
- 25) IOCC, 1965. Water Problems Associated with Oil Production in the United States. Interstate Oil Compact Commission, Oklahoma City, OK.
- 26) IOCC, 1983, "1983 Legal Report of Oil and Gas Conservation Activities," Interstate Oil Compact Commission, Oklahoma City, Oklahoma.
- 27) IOCC, 1990. EPA/IOCC Project on State Regulation of Oil and Gas Exploration and Production Waste. Interstate Oil Compact Commission. December 1990.
- 28) IOGCC, 2000. Interstate Oil and Gas Compact Commission, "Guidelines for the Review of State Oil and Natural Gas Environmental Regulatory Program" June, 2000. State Review of Oil and Natural Gas Environmental Regulations. <http://www.strongerinc.org>.
- 29) ISO, 2005. "General Requirements for the Competence of Testing and Calibration Laboratories, ISO/IEC 17025, Second Edition, 2005-05-15, International Organization for Standardization, Switzerland.
- 30) Jones, F. V., and Arthur J. J. Leuterman, 1990. State Regulatory Programs For Drilling Fluids Reserve Pit Closure: An Overview. First International Symposium on Oil & Gas Exploration and Production Waste Management Practices. New Orleans, LA. 10-13 September 1990.
- 31) LADEQ, 1997. Title 33, Part IX, Subpart 1, §708. Exploration for and Production of Oil and Natural Gas. Louisiana Department of Environmental Quality, Baton Rouge, LA
- 32) LADOC, 1986. Amendment to Statewide Order No. 29-B. Louisiana Department of Conservation, Office of Conservation, Baton Rouge, LA. 20 January 1986.
- 33) Liu, B., Douglas, G.S., Hardenstine, J.H. (Oct. 2006). The Biodegradation of Petroleum Hydrocarbons in Three Ecuadorian Crude Oils. Int'l. Conf. Contaminated Soils, Sediments and Water, 22nd Annual Mtg., Amherst, MA.
- 34) Louisiana State University, 2005, "Atlas: Louisiana Statewide Graphical Information System (GIS), <http://atlas.lsu.edu/>; Oil and Gas Wells (North La. and South La.) Database.
- 35) McFaddin, M. A., 1996. Oil and Gas Field Waste Regulations Handbook. PennWell Publishing Company. Tulsa, OK.
- 36) Nelson, D.D. 1998. International Environmental Auditing. Government Institutes. Rockville, Maryland.
- 37) NOAA, 2010. "Gas Flaring Estimates," National Geophysical Data Center, National Oceanic and Atmospheric Administration (NOAA). [http://www.ngdc.noaa.gov/dmsp/interest/gas\\_flares.html](http://www.ngdc.noaa.gov/dmsp/interest/gas_flares.html).
- 38) NOM 143, 2005. Respuestas a los comentarios recibidos respecto del Proyecto de Norma Oficial Mexicana PROY-NOM-143-SEMARNAT-2003, Secretaria de Medio Ambiente y Recursos Naturales, Diario Oficial, 16 de febrero de 2005.
- 39) OGP, 2000, "Flaring and Venting in the Oil and Gas Exploration and Production Industry," Report No. 2.79/288, International Association of Oil and Gas Producers, London, United Kingdom, January 2000.

- 40) OGP, 2006. Environmental Performance in the E&P Industry, 2005 Data. International Association of Oil and Gas Producers, London, UK. Report No. 383.
- 41) OGP, 2009. Environmental Performance in the E&P Industry, 2008 Data. International Association of Oil and Gas Producers, London, UK. Report No. 429.
- 42) O'Reilly, Kirk and Thorsen, Waverly(2010) 'Impact of Crude Oil Weathering on the Calculated Effective Solubility of Aromatic Compounds: Evaluation of Soils from Ecuadorian Oil Fields', Soil and Sediment Contamination: An International Journal, 19: 4, 391 — 404.
- 43) Prieto, W, 2006, "Quema y Venteo de Gas en el Ecuador," slideshow presented by Ing. Washington Prieto Rigaud, Dirección Nacional de Hidrocarburos del Ministerio de Energía y Minas del Ecuador, Global Gas Flaring Reduction (GGFR) Conference, Quito, Ecuador, 2006.
- 44) Rifai, H. and Suarez, M.P. 2000. The RBCA Success Story: RBCA and natural attenuation: More than a common sense approach to remediation. Environmental Protection Magazine, December 2000.
- 45) RRC, 1984. Railroad Commission of Texas, Texas Administrative Code Title 16, Part 1, Chapter 3, Rule 3.8, 1984
- 46) RRC, 1993. Title 16 Texas Administrative Code, §3.91 Cleanup of Soil Contaminated by a Crude Oil Spill. Railroad Commission of Texas, Austin, Texas.
- 47) RRC, 2000, Field Guide for the Assessment and Cleanup of Soil and Groundwater Contaminated with Condensate from a Spill Incident (Statewide Rules 8, 20 and 91). <http://www.rrc.state.tx.us/environmental/spills/spillcleanup.php>, accessed August 2010.
- 48) RRC, 2009. Personal Communication, Railroad Commission of Texas, Oil and Gas Division, Technical Permitting, Environmental Permits and Support, February 2009.
- 49) TPHCWG, 1998. Analysis of Petroleum Hydrocarbons in Environmental media, Total Petroleum Hydrocarbon Criteria Working group Series, Volume 1, Amherst Scientific Publishers, March 1998.
- 50) USACE, 1999, U.S. Army Corps of Engineers, Biodegradation of POL-Contaminated Washrack Sludge, Public Works Technical Bulletin no. 420-49-27.
- 51) USEPA, 1978, "Control Techniques for Volatile Organic Emissions from Stationary Sources," EPA-450/2-78-022, U.S. Environmental Protection Agency, Research Triangle Park, NC, May 1978.
- 52) USEPA 1984, "Characterization of Hazardous Waste Sites—A Methods Manual: Volume II. Available Sampling Methods," Second Edition, EPA-600/4-84-076, U.S. Environmental Protection Agency, Las Vegas, NV, December 1984 (p. 1-6 to 1-8).
- 53) USEPA, 1986. Test Methods for Evaluating Solid Waste, SW-846, Third Edition and Updates, Office of Solid Waste and Emergency Response, U.S. Environmental Protection Agency, Washington, D.C.
- 54) USEPA, 1986a. "Census of State and Territorial Subtitle D, Non-Hazardous Waste Programs", office of Solid Waste and Emergency Response, Washington, D.C., October 1986
- 55) USEPA, 1986b. United States Procedures for Sampling and Analysis of Hazardous Waste, EPA/600/D-86/128, July 1986.
- 56) USEPA, 1988. "Report of USEPA Region 5: Solid Waste Disposal in the United States", Office of Solid Waste and Emergency Response, Washington, D.C., October 1988
- 57) USEPA, 1989. Office of Emergency and Remedial Response, Risk Assessment Guidelines for Superfund EPA/540/1-89/002 US EPA Washington, D.C.
- 58) USEPA, 1991, Final NPDES General Permits for the Oil and Gas Extraction Point Source Category, Onshore Subcategory - States of Louisiana (LAG320000), New Mexico



- (NMG320000), Oklahoma (OKG320000) and Texas (TXG320000), 56 Federal Register 7698, February 25, 1991.
- 59) USEPA, 1992, "Control Techniques for Volatile Organic Compound Emissions from Stationary Sources," EPA/453/R-92/018, U.S. Environmental Protection Agency, Research Triangle Park, NC, December 1992.
  - 60) USEPA, 1996, "Soil Screening Guidance: User's Guide," EPA/540/R-96/018, Publication 9355.4-23, Office of Solid Waste and Emergency Response, United States Environmental Protection Agency, Washington, DC, July 1996.
  - 61) USEPA, 2001. "EPA Requirements for Quality Management Plans," QA/R-2, EPA/240/B-01/002, Office of Environmental Information, Washington, D.C., March 2001.
  - 62) USEPA, 2008, Integrated Risk Information System (IRIS) Database. <http://www.epa.gov/iris/index.html>. (Accessed: January 2008)
  - 63) USEPA Region 8, 2003, "Report of USEPA Region 8, Oil & Gas Environmental Assessment Efforts, 1996-2002," U.S. Environmental Protection Agency, Office of Solid Waste and Emergency Response.
  - 64) USGS, United States Geological Survey, Energy Resources Program, Produced Water Database (chloride), <http://energy.cr.usgs.gov/prov/prodwat/data2.htm>, accessed in August 2010.
  - 65) Veil, J.A., M.G. Puder, D. Elcock, R.J. Redweick, 2004. A White Paper Describing Produced Water from Production of Crude Oil, Natural Gas, and Coal Bed Methane, U.S. Department of Energy, National Energy Technology Laboratory, Contract W-31-109-Eng-38; Argonne National Laboratory, January 2004.
  - 66) Villegas, 1998, "Applications – Risk-Based Corrective Actions for Abandoned E&P Well Sites in Colombia," Society of Petroleum Engineers Paper #46846, 1998.
  - 67) Wakim, P. G., 1987, API 1985 Production Waste Survey, Statistical Analysis and Survey Results, American Petroleum Institute, Washington, D.C.
  - 68) Washington State Department of Ecology (DOE), 2003, An Assessment of Laboratory Leaching Tests for Predicting the Impacts of Fill Material on Ground Water and Surface Water Quality, Report Publication No. 03-09-107, December 2003.
  - 69) World Bank, 1998. Oil and Gas Development (Onshore), Pollution Prevention and Abatement Handbook. July 1998.
  - 70) World Bank, 2002. Global Gas Flaring Reduction Initiative, Report on Consultations with Stakeholders. The World Bank Group. Washington, DC.
  - 71) World Bank, 2010a. Global Gas Flaring Reduction, A Public-Private Partnership. About GGFR. The World Bank web site at <http://go.worldbank.org/Q7E8SP9J90>
  - 72) World Bank, 2010b. Global Gas Flaring Reduction, A Public-Private Partnership. GGFR Partners Around the World. The World Bank web site at <http://go.worldbank.org/HI6WA99JE0>
  - 73) WHO, 1993, Drinking Water Guidelines, Volume 1 Recommendations, Chemical Aspects, [http://www.who.int/water\\_sanitation\\_health/dwq/en/2edvol1c.pdf](http://www.who.int/water_sanitation_health/dwq/en/2edvol1c.pdf) (accessed September 13, 2004).
  - 74) WHO, 2006, Guidelines for Drinking-water Quality, Incorporating First Addendum Volume 1 Recommendations, 3rd Edition.

### **Efficiency of Flares for Gas Combustion**

- 75) OGP, 2000, Flaring & Venting in the Oil & Gas Exploration & Production Industry, International Association of Oil & Gas Producers, Report No. 2.79/288, January 2000.
- 76) USEPA, 1983, "Flare Efficiency Study," EPA-600/2-83-052, July 1983.