

**De:** Doug Beltman <dbeltman@stratusconsulting.com>  
**Enviado:** jueves, 13 de marzo, 2008 10:18 a. m.  
**Para:** info@translatingspanish.com  
**Cc:** Ann Maest <AMaest@stratusconsulting.com>  
**Asunto:** Último anexo: enriquecimiento injusto  
**Adjunto:** Unjust\_enrichment.Annex.Eng.doc [enriquecimiento\_injusto.Anexo.Ing.doc]

---

Sally:

Envío aquí el último anexo, lo que llamamos "enriquecimiento injusto".

Doug

=====  
Douglas Beltman  
Vicepresidente Ejecutivo  
Stratus Consulting Inc.  
303.381.8000  
303.381.8200 (fax)  
[www.stratusconsulting.com](http://www.stratusconsulting.com)

## **ANEXO: ENRIQUECIMIENTO INJUSTO**

**Por: Equipo Técnico del Ing. Richard Cabrera  
como parte del  
EXAMEN PERICIAL**

24 de marzo del 2008

### **1. ENRIQUECIMIENTO INJUSTO**

Este anexo presenta un cálculo del ahorro financiero y los beneficios económicos alcanzados por ChevronTexaco como resultado al no tratar apropiadamente o eliminar adecuadamente los residuos y subproductos de la exploración y producción de petróleo. La ganancia financiera alcanzada a través de dichas prácticas se define como "enriquecimiento injusto", e incluye dos componentes: (1) los costos directos evitados por ChevronTexaco al no administrar correctamente los residuos de producción; y (2) las ganancias económicas resultantes alcanzadas por ChevronTexaco calculadas con el paso del tiempo.

El resultado del cálculo indica que Chevron Texaco obtuvo un enriquecimiento injusto de \$XX al evitar los costos de la utilización de controles medioambientales que hubieran impedido la contaminación ambiental en la Concesión.

### **2. ADMINISTRACIÓN DE RESIDUOS DE CAMPOS PETROLÍFEROS PARA EVITAR LA CONTAMINACIÓN**

Los costos que se evitaron aluden a los costos de la administración apropiada de residuos que ChevronTexaco evitó al no proceder correctamente. Los residuos de producción considerados en este anexo son: agua de producción: residuos de pozos, como lodo y líquidos de perforación; y gas de producción. Los costos aproximados que se evitaron están presentados por año entre 1967 y 1990. Primero se presentan las prácticas de administración adecuadas para los residuos de exploración y producción, y luego se brindan los cálculos de costo de dichas acciones.

Los otros anexos describen cómo ChevronTexaco manejó los residuos de la exploración y producción petrolífera durante sus operaciones en la Concesión. Las aguas de producción se descargaron en arroyos y ríos. El gas se quemaba abiertamente, y los residuos en los pozos se colocaron en piscinas sin bordes que no contenían completamente los residuos. En otras palabras, ChevronTexaco usó pocos controles medioambientales durante sus operaciones en la Concesión. Esta sección describe las prácticas de administración de los campos petrolíferos que hubieran impedido la contaminación ambiental que se produjo en la Concesión.

#### **2.1. Reinyección de agua de producción**

El agua de producción está contaminada con hidrocarburos, y generalmente tiene una gran salinidad. Por lo tanto, actúa como una fuente de contaminación significativa, y requiere prácticas de manejo y eliminación cuidadosas. La forma correcta de administrar el agua de producción, para que la contaminación potencial a los suelos y al agua superficial sea minimizada, es reinyectarla usando pozos de inyección (Instituto Americano de Petróleo [American Petroleum Institute], 1962). Los pozos de reinyección están separados y se diferencian de los pozos de producción, y están diseñados para recibir el agua de producción de manera segura. Los pozos

de reinyección están perforados en las formaciones de rocas porosas subterráneas, y están sellados arriba y abajo por estratos impermeables e irrompibles. El uso de pozos de inyección apropiadamente diseñados y construidos es una manera efectiva para eliminar las aguas de producción en la superficie subterránea, de modo tal que el agua subterránea cercana a la superficie y el agua de superficie están protegidas (Instituto Americano de Petróleo [American Petroleum Institute], 1962).

## 2.2. Administración de residuos de pozos petrolíferos

Los residuos de pozos, tales como el lodo y los fluidos, están contaminados con hidrocarburos y/o agua de producción y, por lo tanto, requieren administración y eliminación apropiadas para minimizar la emisión de contaminantes al medio ambiente. Los residuos de los pozos se eliminan en los sitios de los pozos o en las plantas centrales de procesamiento fuera de los sitios, como por ejemplo en las plantas comerciales de eliminación (Sistema de Información para la Administración de Residuos de Perforación [Drilling Waste Management Information System], 2008).

Los residuos de los pozos se pueden descargar en las piscinas de residuos del sitio durante la exploración y la producción petrolíferas. Luego los residuos se pueden remover para someterlos a un tratamiento y/o la eliminación apropiadas, o para tratarlos y asegurarlos en las piscinas de residuos. Una piscina de residuos diseñada y construida apropiadamente previene y reduce en gran medida la contaminación en el medio ambiente circundante. Las bermas de las piscinas de residuo están construidas con la capacidad de minimizar la erosión y la falla estructural, y cuentan con la altura suficiente para prevenir los desbordes del material de residuo después de grandes lluvias, y para prevenir la escorrentía de las áreas adyacentes en las piscinas. La arcilla y los revestimientos sintéticos se utilizan para prevenir la contaminación del agua subterránea. Si las piscinas se utilizan para la eliminación permanente de residuos, las piscinas se rellenan con suciedad, y se recubren con arcilla impermeable y material sintético, lo cual las vuelve seguras. Se instalan pozos de control de agua subterránea de bajo gradiente para detectar la contaminación del agua subterránea. Estas prácticas aseguran que se minimice la contaminación de los suelos, el agua de superficie y el agua subterránea en y alrededor de las piscinas de residuos.

Las plantas de eliminación fuera del sitio también se pueden utilizar para la correcta administración de residuos de pozos de producción. En algunos sitios y para ciertos residuos de perforación, la eliminación en el sitio a veces no es apropiada. Los ejemplos de los lugares que no son apropiados para la eliminación en el sitio incluyen áreas con capas freáticas muy estacionales o medio ambientes pantanosos. Algunos lodos de agua salada y residuos de petróleo no son apropiados para la eliminación en el sitio (Sistema de Información para la Administración de Residuos de Perforación [Drilling Waste Management Information System], 2008). Debido a las consideraciones medio ambientales, la eliminación fuera del sitio es una práctica de eliminación apropiada para, por lo menos, una parte de los residuos de pozos de producción.

Woodward-Clyde (2000) informó que ChevronTexaco utilizó piscinas en el sitio para la eliminación de sólidos de perforación, la evaporación y el almacenamiento de agua de producción, la administración de fluidos de finalización, y para la eliminación de emergencia de líquidos de producción. En general, las piscinas eran excavaciones abiertas de aproximadamente 1-2 metros de profundidad, y no tenían arcilla ni recubrimientos sintéticos para evitar que los contaminantes se filtraran en el suelo y, finalmente, en el agua subterránea. Las bermas de las piscinas eran de barro y no contaban con protección contra la erosión y la falla estructural. Como se describe en el informe principal, la contaminación de las aguas subterráneas debajo de las piscinas y la contaminación del suelo alrededor de las piscinas demuestran que las piscinas no han sido efectivas.

## 2.3. Captura de gas

El gas que es producido en los pozos junto con el petróleo y el agua de producción contiene hidrocarburos, y la combustión de gas generalmente liberaba al aire grandes cantidades de hidrocarburos tóxicos (Stroscher, 1996). Por lo tanto, esta fuente de contaminación requiere un manejo

y una administración apropiados. Capturar, en vez de la combustión del gas de producción, reduce la emisión de contaminantes al medio ambiente. En el Anexo INFRAESTRUCTURA se brindan detalles adicionales.

### 3. COSTOS EVITADOS

Los valores de esta sección se presentan en dólares estadounidenses actuales (2008).

#### 3.1.1. Agua de producción

Los datos de los volúmenes del agua de producción, anuales, están disponibles para el período comprendido entre 1972 y 1990 en los archivos de Woodward Clyde International (2000) y PetroEcuador. Durante este período, ChevronTexaco produjo un total de 379.246.100 barriles de agua de producción.

La Tabla 1 presenta los costos evitados de no haber reinyectado esta agua, dado un costo de reinyección de agua de \_\_\_ USD/barril. Los costos por barril estimados para la reinyección de un barril de agua de producción se describen en el Anexo INFRAESTRUCTURA.

**Tabla 1: Costos evitados en reinyección del agua de producción**

<b>Año</b>	<b>Volumen de agua de producción (barriles)</b>	<b>Costo de trabajo evitado (en USD de 2008)</b>	<b>Costo de equipo evitado (en USD de 2008)</b>
1972	3.014.675		
1973	12.058.700		
1974	9.044.025		
1975	9.044.025		
1976	16.882.179		
1977	21.102.724		
1978	21.102.724		
1979	27.132.074		
1980	24.117.399		
1981	27.132.074		
1982	27.132.074		
1983	26.529.139		
1984	27.132.074		
1985	25.323.269		
1986	21.102.724		
1987	9.044.025		
1988	21.102.724		
1989	24.117.399		
1990	27.132.074		
<b>TOTAL</b>	<b>379.246.100</b>		

#### 3.1.2 Residuos de pozos

El volumen de los residuos de pozos (lodo, líquidos, etc.) se calcula a partir del tamaño de las piscinas de la Concesión. Hay, aproximadamente, 917 piscinas de residuos que cubren un área de 768.016 metros cúbicos (m<sup>3</sup>) (Anexo LIMPIEZA DE PISCINA). Asumiendo una profundidad promedio de residuo en las piscinas de 2 metros, se debía administrar un volumen total de 1.536.032 metros cúbicos (m<sup>3</sup>) de residuos de pozos. Se asume que el volumen de residuos de pozos producido cada año hasta 1990 es proporcional a la cantidad de pozos instalados por año. La información disponible de la cantidad de pozos instalados por año, entre los años 1967 y 1990, corresponde a 345 pozos.

## ANEXO; ENRIQUECIMIENTO INJUSTO

Para calcular el costo de la correcta administración de residuos de pozos, se utilizaron datos compilados en 2006 para plantas de eliminación comerciales que administran, tratan y eliminan residuos de campos petrolíferos (Pruder y Veil, 2006). Los métodos de eliminación de residuos de campos petrolíferos en plantas comerciales no difieren significativamente de los métodos de eliminación utilizados en el sitio. Las capas freáticas altas, los entornos pantanosos y el tipo de residuos en la Concesión indican que la eliminación fuera del sitio es una opción apropiada para, al menos, algunos de los residuos de los pozos de producción. Los residuos que podrían administrarse en el sitio requerirían métodos de eliminación similares a aquellos utilizados en las plantas comerciales. Si bien los cálculos de costos derivan de valores en plantas de eliminación comerciales, son cálculos razonables para el manejo apropiado de los tipos de residuos y los métodos de eliminación utilizados en el sitio.

Existen diferentes tipos de plantas de eliminación comerciales, que difieren principalmente en los tipos de residuos que manipulan y los métodos de eliminación que utilizan. Los datos disponibles se redujeron para incluir solo aquellas plantas que manejan residuos de petróleo y agua (por ejemplo, lodos, líquidos, esquejes), como aquellos residuos producidos por ChevronTexaco durante sus operaciones.

Hay una gran variedad de métodos de eliminación disponibles para administrar los residuos de campos petrolíferos. Este cálculo se centra en los métodos de eliminación rentables representativos de aquellos que ChevronTexaco podría haber utilizado, independientemente de si los residuos de pozos fueron eliminados en los sitios o fuera de ellos. No se consideraron los métodos más costosos, como el tratamiento termal y la inyección de sólidos. El entierro de residuos de pozos en piscinas o vertederos seguros es un método rentable para eliminar residuos de pozos, y se utiliza aquí para calcular los costos de eliminación.

Después de reducir el conjunto de datos usando estos criterios, contamos con información de costos en 29 plantas que eliminan residuos de pozos de petróleo y agua. Se utilizó el costo unitario promedio de la eliminación de residuos en estas plantas para calcular los costos evitados por ChevronTexaco. El costo promedio de la eliminación de residuos de pozos de producción es de 70,48 USD por m<sup>3</sup> de residuos de pozo de producción.

Este cálculo de costo unitario de eliminación de residuos de pozos se basa en algunas suposiciones, que podrían afectar el costo estimado. Los costos de la correcta manipulación de residuos de pozos varían considerablemente según el método de eliminación, el tipo de residuo y su nivel de contaminación, y la proximidad de los sitios de exploración y producción con las plantas de tratamiento y eliminación.

El cálculo de costos podría ser demasiado alto porque el conjunto de datos utiliza tasas laborales de los Estados Unidos, que son más altas que las de Ecuador. Los costos también podrían ser demasiado altos porque los precios son proporcionados por proveedores, y, por lo tanto, podrían incluir un margen de ganancia. La eliminación de residuos de pozos apropiada y potencialmente más económica en las plantas puede ser una opción en algunos sitios y para algunos residuos. Por otra parte, los costos calculados podrían ser demasiado bajos porque no se incluyen los costos de transporte para trasladar el material de residuo. Asimismo, tampoco se incluye el costo de manejo de algunos materiales en los sitios. Si bien el cálculo de costos se ve limitado por estas suposiciones, el cálculo general representa los costos promedio de eliminación de residuos de pozos.

La Tabla 2 presenta los costos de la correcta eliminación de residuos de pozos petrolíferos. Los costos calculados de la correcta manipulación de residuos de pozos se calculan usando los costos promedios de la manipulación de agua de producción y gas producido. Los costos evitados de mano de obra y los costos evitados de equipos se calculan por separado. El Anexo INFRAESTRUCTURA tiene detalles de los cálculos.

Tabla 2: Costos evitados de eliminación de residuos de pozos de producción

Año	Costo de trabajo evitado (en USD de 2008)	Costo de equipo evitado (en USD de 2008)
1972		
1973		
1974		
1975		
1976		
1977		
1978		
1979		
1980		
1981		
1982		
1983		
1984		
1985		
1986		
1987		
1988		
1989		
1990		
<b>TOTAL</b>		

### 3.1.3 Gas

Los datos del volumen total de gas producido durante el período entre 1972-1990 pueden encontrarse en los registros de PetroEcuador. Durante este período, ChevronTexaco produjo 230.464.948 pies cúbicos de gas. Para distribuir el gas a través de los años, se asume que el volumen relativo de gas producido es proporcional al volumen anual relativo del agua de producción.

La Tabla 3 presenta los costos evitados de no capturar el gas producido. Los costos calculados de capturar el gas producido se describen en el Anexo INFRAESTRUCTURA.

Tabla 2: Costos evitados de la captura de gas producido

Año	Costo de trabajo evitado (en USD de 2008)	Costo de equipo evitado (en USD de 2008)
1972		
1973		
1974		
1975		
1976		
1977		
1978		
1979		
1980		
1981		
1982		
1983		

ANEXO; ENRIQUECIMIENTO INJUSTO

1984		
1985		
1986		
1987		
1988		
1989		
1990		
<b>TOTAL</b>		

**4. GANANCIAS ECONÓMICAS CALCULADAS CON EL PASO DEL TIEMPO**

El siguiente paso en el cálculo del enriquecimiento injusto es convertir los costos evitados en ganancias económicas obtenidas por ChevronTexaco gracias a los costos evitados. La EPA de los Estados Unidos utiliza el enriquecimiento injusto para los cálculos de los casos medio ambientales, y ha desarrollado un modelo económico y métodos de cálculos que sirven de base para los cálculos que aquí se realizan (EPA de los Estados Unidos, 2007).

Los “ahorros” de costos evitados anuales se ajustan hacia delante en la rentabilidad de las inversiones de capital anual esperada de la empresa. Siguiendo procedimientos contables estándar, la medición correcta de la rentabilidad esperada de la empresa es el costo medio ponderado de capital (WACC), que se basa en el coeficiente de endeudamiento y la rentabilidad financiera de deuda y capital de la empresa. Los cálculos de enriquecimiento injusto también pueden incluir la ganancia financiera generada por cualquier ventaja competitiva obtenida por la empresa debido al capital adicional disponible, pero ese cálculo es más complejo y no se incluye en este anexo.

Se utilizan los siguientes pasos para calcular el enriquecimiento injusto de los costos evitados de ChevronTexaco:

1. Los costos evitados anuales descritos anteriormente fueron convertidos a los precios que prevalecían al momento de los ahorros de costos.
  - a. Los costos de trabajo se ajustaron usando un índice de costos de trabajo de la Organización Internacional de Trabajo de las Naciones Unidas.
  - b. Los demás costos se ajustaron usando el Índice de Precios de Consumo (IPC) para Ecuador del Fondo Monetario Internacional (FMI). La índice más apropiada sería el Índice de Precios de Producción (IPP) para el sector petrolero, pero ese índice no está disponible para Ecuador desde 1967 hasta la actualidad. El IPC incluye algunos de los componentes del IPP y refleja movimientos generales similares en los precios.
  - c. Ambos, los índices de costos trabajo y de capital-equipos fueron convertidos de un valor de Ecuador a un índice de moneda estadounidense utilizando la tasa de cambio informada por el FMI.
2. Los ahorros de costos de ChevronTexaco de 1967-1990 se ajustaron anualmente para calcular el valor actual (2008) de los ahorros.
  - a. Se asume que los ahorros de costos dan la rentabilidad esperada de la empresa. Se utilizaron estadísticas de empresa para Texaco en el 2000, y luego para la combinación ChevronTexaco.
  - b. El WACC se calculó y utilizó como la rentabilidad esperada de ChevronTexaco. El WACC anual de ChevronTexaco fue entre 7,0% y 18,3% desde 1967 hasta 2008. Los datos para el cálculo del WACC, como tasas impositivas marginales,

## ANEXO; ENRIQUECIMIENTO INJUSTO

coeficientes de endeudamiento y estadísticas de primas del capital, fueron tomados de fuentes públicas, como *Standard and Poor's Bond Guide*, *Standard and Poor's Stock Guide*, *Ibbotson Associates Handbook*, la base de datos en línea de *Federal Reserve Economic Data* y fuentes del gobierno federal y estatal de los Estados Unidos.

- c. Las tasas de cálculo de WACC se aplicaron a los costos evitados anuales para calcular el valor actual estimado total de los ahorros, que es igual al enriquecimiento injusto.

La Tabla 3 enumera el WACC anual para ChevronTexaco de 1967-1990.

**Tabla 3: Costo promedio ponderado de tasas anuales de capital para ChevronTexaco**

<b>Año</b>	<b>WACC</b>
1967	12,2%
1968	12,4%
1969	13,8%
1970	14,3%
1971	13,2%
1972	13,0%
1973	13,4%
1974	13,1%
1975	13,9%
1976	12,2%
1977	12,0%
1978	12,7%
1980	12,7%
1981	13,5%
1982	18,3%
1983	18,3%
1984	16,9%
1985	10,2%
1986	12,0%
1987	11,6%
1988	9,6%
1990	10,6%
1991	10,6%
1992	10,7%
1993	9,5%
1994	8,7%
1995	7,6%
1996	9,0%
1997	9,3%
1998	9,2%
1999	9,1%
2000	8,1%
2001	8,7%
2002	9,6%
2003	8,5%
2004	7,7%
2005	7,0%
2006	7,4%
2007	8,0%

## 5. RESULTADOS

El resultado de los cálculos es que el total de enriquecimiento injusto obtenida por ChevronTexaco al evitar los costos de los controles ambientales adecuados durante el período en el que operó la Concesión (1967-1990) es de \$XXX.



## 6. REFERENCIAS

- Instituto Americano de Petróleo [American Petroleum Institute]. 1962. *Primer of Oil and Gas Production*. Segunda edición.
- Sistema de Información para la Administración de Residuos de Perforación [Drilling Waste Management Information System]. 2008. Hoja de datos - Plantas de residuos comerciales. Disponible en: <http://web.ead.anl.gov/dwm/techdesc/commercial/index.cfm>. Visitada el 11/3/2008.
- Kanner, A. 2005. *Unjust Enrichment in Environmental Litigation*. *Journal of Environmental Law and Litigation*. 20, 111-115.
- Pruder, M.G. y J.A. Veil. 2006. *Offsite Commercial Disposal of Oil and Gas Exploration and Production Waste: Availability, Options, and Costs*. Departamento de Ciencia Medioambiental, Laboratorio Nacional de Argonne. Disponible en: [www.ipd.anl.gov/anlpubs/2006/09/57244.pdf](http://www.ipd.anl.gov/anlpubs/2006/09/57244.pdf). Agosto. Visitado el 11/3/2008.
- Stroscher, M. 1996, Investigaciones de emisiones de gas combustible en Alberta. Departamento de Investigación de Alberta. Informe final de Medioambiente Canadá, Consejo de Energía y Servicios Públicos de Alberta y la Asociación Canadiense de Productores de Petróleo (Canadian Association of Petroleum Producers).
- Agencia de Protección Medioambiental de los Estados Unidos (U.S. EPA). 2007, Cumplimiento de Modelos Económicos. Disponible en: <http://www.epa.gov/compliance/civil/econmodels/index.html>. 31 de octubre. Visitado el 10/2/2008.
- Woodward-Clyde International, 2000. Proyectos de acción de reparación, Región Oriente, Ecuador. Informe final - Volumen I de II. Preparado para Texaco Petroleum Company, White Plains, NY. Mayo.



State of New York )  
 Estado de Nueva York )  
 ) ss:  
 ) a saber:  
 County of New York )  
 Condado de Nueva York )

**Certificate of Accuracy**  
**Certificado de Exactitud**

This is to certify that the attached translation is, to the best of our knowledge and belief, a true and accurate translation from English into Spanish of the attached document.

Por el presente certifico que la traducción adjunta es, según mi leal saber y entender, traducción fiel y completa del idioma inglés al idioma español del documento adjunto.

Dated: April 22, 2011  
Fecha: 22 de abril de 2011

  
 \_\_\_\_\_  
 Violeta Lejtman  
 Team Lead – Legal Translations  
 Merrill Brink International/Merrill Corporation

[firmado]  
 \_\_\_\_\_  
 Violeta Lejtman  
 Líder del equipo – Traducciones Legales  
 Merrill Brink International/Merrill Corporation

Sworn to and signed before  
 Jurado y firmado ante  
 Me, this 22<sup>nd</sup> day of  
 mí, a los 22 días del  
 April 2011  
 mes de abril de 2011

Notary Public  
Notario Público

  
 \_\_\_\_\_  
 GINA ST LAURENT [firmado]  
 Notary Public, State of New York  
 No. 01ST6146442 [sello]

**From:** Doug Beltman <dbeltman@stratus consulting.com>  
**Sent:** Thursday, March 13, 2008 10:18 AM  
**To:** info@translatingspanish.com  
**Cc:** Ann Maest <AMaest@stratusconsulting.com>  
**Subject:** Last annex: Unjust enrichment  
**Attach:** Unjust\_enrichment.Annex.Eng.doc

---

Sally:

Here is the last annex, what we call "unjust enrichment"

Doug

=====  
Douglas Beltman  
Executive Vice President  
Stratus Consulting Inc.  
303.381.8000  
303.381.8200 (fax)  
[www.stratusconsulting.com](http://www.stratusconsulting.com)

# ANNEX: UNJUST ENRICHMENT

**Por: Equipo Técnico del Ing. Richard Cabrera  
como parte del  
EXAMEN PERICIAL**

24 de Marzo del 2008

## **1. UNJUST ENRICHMENT REALIZED**

This annex presents an estimate of the financial savings and economic benefits realized by ChevronTexaco as a result of failing to properly treat and dispose of oil exploration and production wastes and by-products. Financial gain realized through such practices is defined as “unjust enrichment,” and includes two components: (1) the direct costs avoided by ChevronTexaco by not managing production wastes properly; and (2) the resulting economic gains realized by ChevronTexaco compounded over time.

The result of the calculation is that ChevronTexaco gained an unjust enrichment of \$XX by avoiding the costs of using environmental controls that would have prevented the environmental contamination in the Concession.

## **2. MANAGING OIL FIELD WASTES TO PREVENT CONTAMINATION**

Avoided costs refer to the costs of properly handling wastes that ChevronTexaco avoided by not doing so. The production wastes considered in this annex are: produced water; well wastes such as drilling muds and fluids; and produced gas. The estimated avoided costs are presented by year for 1967-1990. First proper handling practices for exploration and production wastes are presented, and then the cost estimates for those actions are provided.

Other annexes describe how ChevronTexaco handled oil exploration and production wastes during its operations in the Concession. Production waters were discharged to streams and rivers. Gas was openly flared, and wastes at wells were put into unlined pits that did not fully contain the wastes. In other words, ChevronTexaco used few environmental controls during its operations in the Concession. This section describes the oil field management practices that would have prevented the environmental contamination that has occurred in the Concession.

### **2.1. Reinjecting Produced Water**

Produced water is contaminated with hydrocarbons, and commonly has high salinity. It therefore serves as a significant source of contamination, and requires careful handling and disposal practices. The proper way to handle production water, such that potential contamination to soils and surface water is minimized, is to re-inject using injection wells (American Petroleum Institute, 1962). The re-injection wells are separate and distinct from the production wells, and are designed to securely accept production water. The re-

injection wells are drilled into underground porous rock formations, and sealed above and below by unbroken, impermeable strata. Use of properly designed and constructed injection wells is an effective means for disposing of produced waters deep into the subsurface, such that near-surface groundwater and surface water are protected (American Petroleum Institute, 1962).

## **2.2. Managing Oil Well Wastes**

Well wastes such as muds and fluids are contaminated with hydrocarbons and/or production water, and therefore require proper management and disposal to minimize contaminant release to the environment. Well wastes are either disposed of at the well site or at off-site central processing facilities, such as a commercial disposal facility (Drilling Waste Management Information System, 2008).

Well wastes can be discharged to on-site waste pits during oil exploration and production. The wastes can later be removed for proper treatment and/or disposal, or can be treated and secured in the waste pits. A properly designed and constructed waste pit prevents or greatly reduces contamination to the surrounding environment. Berms on the waste pits are constructed with the ability to minimize erosion and structural failure, and with sufficient height to prevent the overflowing of waste material following high rainfall events, and to prevent run-on from adjacent areas into the pits. Clay or synthetic liners are used to prevent contamination to the groundwater. If the pits are used for permanent waste disposal, the pits are backfilled with dirt, capped with an impermeable clay or synthetic material, and secured. Down-gradient groundwater monitoring wells are installed to detect groundwater contamination. These practices ensure that contamination to soils, surface water, and groundwater in and around the waste pits is minimized.

Off-site disposal facilities can also be used for proper handling of produced well wastes. In some sites and for certain drilling wastes, onsite disposal may not be appropriate. Examples of locations that are not appropriate for onsite disposal include areas with high seasonal water tables or marshy environments. Some saltwater muds and oily wastes are not appropriate for onsite disposal (Drilling Waste Management Information System, 2008). Given the environmental considerations, off-site disposal is an appropriate disposal practice for at least a portion of the produced well wastes.

Woodward-Clyde (2000) reported that ChevronTexaco used on-site pits for the disposal of drilling solids, evaporation and storage of produced water, management of completion fluids, and for emergency disposal of produced fluids. The pits were typically open excavations of approximately 1-2 meters in depth, and did not have clay or synthetic liners to prevent contaminants from leaching into the soil and eventually into the groundwater. The pit berms were earthen and without protection against erosion and structural failure. As described in the main report, the groundwater contamination beneath pits and soil contamination around pits demonstrates that the pits have not been effective.

## **2.3. Capturing Gas**

The gas that is produced from wells along with oil and produced water consists of hydrocarbons, and the flaring of gas typically released large amount of toxic hydrocarbons into the air (Stroscher, 1996). This source of contamination therefore requires proper

handling and management. Capturing, rather than burning, produced gas reduces contaminant release to the environment. Additional details are provided in Annex **INFRASTRUCTURE**.

### 3. AVOIDED COSTS

The values in this section are presented in current (2008) U.S. dollars.

#### 3.1.1. Produced water

Data for volumes of produced water, by year, are available for the time period 1972 through 1990 from Woodward Clyde International (2000) and PetroEcuador files. During this time period, ChevronTexaco produced a total of 379,246,100 barrels of produced water.

Table 1 presents the avoided costs of not injecting this water, given a cost of injecting water of \$ **0.000000**/barrel. The estimated per barrel costs of injecting a barrel of produced water are described in Annex **INFRASTRUCTURE**.

**Table 1: Produced water reinjection avoided costs**

Year	Volume of produced water (barrels)	Avoided labor cost (in 2008 \$)	Avoided equipment cost (in 2008 \$)
1972	3,014,675		
1973	12,058,700		
1974	9,044,025		
1975	9,044,025		
1976	16,882,179		
1977	21,102,724		
1978	21,102,724		
1979	27,132,074		
1980	24,117,399		
1981	27,132,074		
1982	27,132,074		
1983	26,529,139		
1984	27,132,074		
1985	25,323,269		
1986	21,102,724		
1987	9,044,025		
1988	21,102,724		
1989	24,117,399		
1990	27,132,074		
<b>TOTAL</b>	<b>379,246,100</b>		

#### 3.1.2. Well wastes

The volume of well wastes (muds, fluids, etc.) is estimated from the size of the pits in the Concession. There are an estimated 917 waste pits covering an area of 768,016 square meters (m<sup>2</sup>) (Annex **PITCLEANUP**). Assuming an average depth of waste in the pits of 2 meters, a total volume of 1,536,032 cubic meters (m<sup>3</sup>) of well wastes had to be managed. The volume of well wastes produced each year through 1990 is assumed to be proportional to the number of wells installed per year. Data for the number of wells installed by year are available for 345 wells, installed between the years 1967 and 1990.

Data compiled in 2006 for commercial disposal facilities that handle, treat, and dispose of oil field wastes were used to estimate the cost of properly managing well wastes (Pruder and Veil, 2006). Disposal methods for oil field wastes at commercial facilities do not differ significantly from disposal methods used on-site. The high water tables, marshy environment, and type of wastes in the Concession indicate that off-site disposal is an appropriate option for at least some of the produced well wastes. The wastes that could be handled on-site would require similar disposal methods as those used at commercial facilities. Although the cost estimates are derived from values at commercial disposal facilities, they are reasonable estimates for properly handling the types of wastes and disposal methods used on-site.

There are different types of commercial disposal facilities, which differ primarily based on the types of wastes they handle and the disposal methods they use. The available data was reduced to include only those facilities that handle oil and water-based wastes (ex. muds, fluids, cuttings), such as those wastes produced by ChevronTexaco during their operations.

There is a variety of disposal methods available for handling oil field wastes. This estimate focuses on cost-effective disposal methods representative of those that could have been used by ChevronTexaco, whether well wastes were disposed of on or off-site. More cost-intensive methods such as thermal treatment and solids injection were not considered. Burial of well wastes in either secure landfills or pits is a cost-effective method for disposing of well wastes, and is used here to estimate disposal costs.

After reducing the dataset using these criteria, there is costing information at 29 facilities that dispose of oil and water-based well wastes. The average unit cost of disposing of waste at these facilities was used to estimate costs avoided by ChevronTexaco. The average cost of disposing of produced well wastes is \$70.48 per m<sup>3</sup> of produced well waste.

This unit cost estimate of disposing of well wastes relies on some assumptions, which could affect the estimated cost. The costs of proper handling well wastes vary considerably with disposal method, the type of waste and its level of contamination, and proximity of exploration and production sites to treatment and disposal facilities.

The cost estimate could be too high because the dataset uses United States labor rates, which are higher than those in Ecuador. The costs could also be too high because the prices are provided by vendors, and would therefore include a profit margin. Appropriate, and potentially cheaper, on-site disposal of well wastes may be an option at some sites, and for some wastes. On the other hand, the estimated costs could be too low because transportation costs for moving the waste material are not included. Furthermore, the cost of handling some of the material onsite is also not included. Although the cost estimate is limited by these assumptions, the overall estimate is representative of average well waste disposal costs.

Table 2 presents the costs of properly disposing of oil well wastes. The estimated costs of properly handling well wastes are calculated by using the average of costs for handling produced water and produced gas. The avoided costs in labor, and avoided costs for equipment are calculated separately. Annex **INFRASTRUCTURE** has details of the calculations.

Table 2: Produced well waste disposal avoided costs

Year	Avoided Labor Cost (in 2008 \$)	Avoided Equipment Cost (in 2008 \$)
1967		
1968		
1969		
1970		
1971		
1972		
1973		
1974		
1975		
1976		
1977		
1978		
1980		
1981		
1982		
1983		
1984		
1985		
1986		
1987		
1988		
1990		
<b>TOTAL</b>		

**3.1.3. Gas**

Data for total volume of gas produced during the 1972-1990 time period is available from PetroEcuador records. During this time period, ChevronTexaco produced 230,464,948 thousands of cubic feet of gas. To allocate the gas across years, it is assumed that the relative volume of produced gas is proportional to the relative annual volume of produced water.

Table 3 presents the avoided costs of not capturing produced gas. The estimated costs of capturing produced gas are described in Annex **INFRASTRUCTURE**.

Table 2: Produced gas capture avoided costs

Year	Avoided labor cost (in 2008 \$)	Avoided equipment cost (in 2008 \$)
1967		
1968		
1969		
1970		
1971		
1972		
1973		
1974		
1975		
1976		
1977		
1978		
1980		
1981		
1982		
1983		



1984		
1985		
1986		
1987		
1988		
1990		
<b>TOTAL</b>		

#### 4. ECONOMIC GAINS COMPOUNDED OVER TIME

The next step in the unjust enrichment calculation is to convert the avoided costs into the economic gains obtained by ChevronTexaco because of the avoided costs. U.S. EPA uses unjust enrichment to calculate in environmental cases, and they have developed an economic model and methods for the calculations that served as the basis for the calculations conducted here (U.S. EPA, 2007).

The annual avoided costs “savings” are compounded forward at the company’s expected annual return on capital investments. Following standard accounting procedures, the appropriate measure of a company’s expected return is the weighted average cost of capital (WACC), which is based on the company’s debt-equity ratio and financial return on debt and equity. Unjust enrichment calculations can also include the financial gain derived from any competitive advantage the company obtains because of the additional available capital, but that calculation is more complex and is not included in this annex.

The following steps are used to calculate unjust enrichment from ChevronTexaco’s avoided costs:

1. The annual avoided costs described above were converted to the prices that prevailed at the time of the cost savings.
  - a. Labor costs were adjusted using an index of labor costs from the United Nation’s International Labor Organization.
  - b. Non-labor costs were adjusted using the Consumer Price Index (CPI) for Ecuador from the International Monetary Fund (IMF). The most appropriate index would be the Producer Price Index (PPI) for the petroleum sector, but that index is not available for Ecuador from 1967 to the present. The CPI includes some of the same components as the PPI and reflects similar overall movements in prices.
  - c. Both the labor and capital-equipment cost indexes were converted from an Ecuador-based denomination into a U.S.-currency index using the exchange rate reported by the IMF.
2. ChevronTexaco’s cost savings from 1967-1990 was compounded annually to calculate the present (2008) value of the savings.
  - a. Cost savings are assumed to earn the company’s expected return. Company statistics for Texaco were used through 2000, and then for the combined ChevronTexaco after that.
  - b. The WACC was calculated and used as ChevronTexaco’s expected return. The annual WACC for ChevronTexaco ranged from 7.0% to 18.3% from 1967 to 2008. The inputs for the WACC calculation, such as marginal tax

rates, debt-equity ratios and equity premium statistics, were taken from public sources such as Standard and Poor's Bond Guide, Standard and Poor's Stock Guide, Ibbotson Associates Handbook, the Federal Reserve Economic Data online database, and U.S. State and Federal government sources.

- c. The WACC compounding rates were applied to the annual avoided costs to calculate the total estimated present value of the savings, which is equal to the unjust enrichment.

Table 3 lists the annual WACC for ChevronTexaco from 1967-1990.

**Table 3: Weighted average cost of capital annual rates for ChevronTexaco**

Year	WACC
1967	12.2%
1968	12.4%
1969	13.8%
1970	14.3%
1971	13.2%
1972	13.0%
1973	13.4%
1974	13.1%
1975	13.9%
1976	12.2%
1977	12.0%
1978	12.7%
1980	12.7%
1981	15.5%
1982	18.3%
1983	18.3%
1984	16.9%
1985	10.2%
1986	12.0%
1987	11.6%
1988	9.6%
1990	10.6%
1991	10.6%
1992	10.7%
1993	9.5%
1994	8.7%
1995	7.6%
1996	9.0%
1997	9.3%
1998	9.2%
1999	9.1%
2000	8.1%
2001	8.7%
2002	9.6%
2003	8.5%
2004	7.7%
2005	7.0%
2006	7.4%
2007	8.0%

## 5. RESULTS

The result of the calculations is that the total unjust enrichment gained by ChevronTexaco by avoiding the costs of proper environmental controls during the time that they operated the Concession (1967-1990) is \$XXX.

## 6. REFERENCES

- American Petroleum Institute. 1962. Primer of Oil and Gas Production. 2nd ed.
- Drilling Waste Management Information System. 2008. Fact Sheet – Commercial Disposal Facilities. Available: <http://web.ead.anl.gov/dwm/techdesc/commercial/index.cfm>. Accessed 3/11/2008.
- Kanner, A. 2005. Unjust Enrichment in Environmental Litigation. *Journal of Environmental Law and Litigation*. 20, 111-155.
- Pruder, M.G., and J.A. Veil. 2006. Offsite Commercial Disposal of Oil and Gas Exploration and Production Waste: Availability, Options, and Costs. Environmental Science Division, Argonne National Laboratory. Available: [www.ipd.anl.gov/anlpubs/2006/09/57244.pdf](http://www.ipd.anl.gov/anlpubs/2006/09/57244.pdf). August. Accessed 3/11/2008.
- Stroscher, M. 1996. Investigations of Flare Gas Emissions in Alberta. Alberta Research Council. Final Report to Environment Canada, Alberta Energy and Utilities Board, and the Canadian Association of Petroleum Producers.
- U.S. Environmental Protection Agency (U.S. EPA). 2007. Enforcement Economic Models. Available: <http://www.epa.gov/compliance/civil/econmodels/index.html>. October 31. Accessed 2/10/2008.
- Woodward-Clyde International, 2000. Proyectos de acción de reparación, Región Oriente, Ecuador. Informe final – Volumen I de II. Preparado para Texaco Petroleum Company, White Plains, NY. Mayo.