
Respuesta a las Afirmaciones del Sr. Cabrera en Relación a un Supuesto Enriquecimiento Injusto de Texpet

Preparado por: Dr. Douglas Southgate
Profesor de Economía Agrícola, Ambiental y de Desarrollo
Universidad Estatal de Ohio
Columbus, Ohio, EE. UU.

John A. Connor, P.E., P.G. D.E.E
Presidente, GSI Environmental, Inc
Houston, Texas, EE.UU.

Douglas MacNair
Vicepresidente, Business Solutions and Risk Management
ENTRIX, Inc
Raleigh, North Carolina, EE.UU.

Resumen Curricular del Dr. Douglas Southgate

El **Dr. Douglas Southgate** es economista, posee un doctorado de la Universidad de Wisconsin y ha sido profesor en la Universidad Estatal de Ohio desde 1980. Sus investigaciones se enfocan en la deforestación tropical y otros problemas ambientales en países en vía de desarrollo, especialmente en América Latina. Dos de los cinco libros que ha escrito han sido editados por Oxford University Press: *Economic Development and the Environment* (escrito con Morris Whitaker sobre el Ecuador) y *Tropical Forest Conservation*. Además, el Dr. Southgate ha escrito más de 25 capítulos en libros editados y 30 artículos en revistas académicas. Ha trabajado para la Fundación Ford, el Banco Interamericano de Desarrollo, el Banco Mundial y para la Agencia de los Estados Unidos para el Desarrollo Internacional (USAID) en 16 países. También ha sido miembro del Directorio de Ecosistemas Tropicales para el Programa Estadounidense del Hombre y la Biósfera. En 1987, el Dr. Southgate fue un becario Fulbright en el Ecuador. Regresó a dicho país en 1990 para trabajar tres años con la USAID. Entre 1994 y 1997, dirigió el Programa de Estudios Latinoamericanos de la Universidad Estatal de Ohio. El curriculum completo del Dr. Southgate se adjunta al final de este informe.

Certificación del Dr. Douglas Southgate:

El informe adjunto refleja mis conocimientos y opiniones en esta materia.

Douglas Southgate

Fecha

**Respuesta a las Afirmaciones del Sr. Cabrera en Relación a un Supuesto
Enriquecimiento Injusto de Texpet**

Resumen Curricular del Sr. John Connor:

John A. Connor es el presidente de la compañía GSI Environmental, Inc. y cuenta con más de 28 años de experiencia profesional en ingeniería ambiental, especializándose en las áreas de investigación ambiental, evaluación de riesgos humanos y ecológicos, y el diseño e implementación de acciones de remediación. El Sr. Connor es un Ingeniero Profesional Registrado (P.E. por sus siglas en inglés), es un Profesional en Geociencias (P. G. – por sus siglas en inglés), y es un Diplomado de la Academia Americana de Ingeniería Ambiental (D. E. E. – por sus siglas en inglés). El Sr. Connor es el autor de numerosas publicaciones de carácter técnico relacionadas con la evaluación de riesgos ambientales, tecnologías para remediación y la aplicación de regulaciones medio ambientales, y ha desarrollado y presentado programas de capacitación y entrenamiento técnico sobre estos temas en los Estados Unidos, Canadá y Latinoamérica. El curriculum completo del Sr. Connor se adjunta al final de este informe.

Certificación del Sr. John Connor:

El informe adjunto refleja mis conocimientos y opiniones en esta materia.

John A. Connor

Fecha

Respuesta a las Afirmaciones del Sr. Cabrera en Relación a un Supuesto Enriquecimiento Injusto de Texpet

Resumen Curricular del Dr. Douglas MacNair:

Douglas MacNair, Ph.D. es el Líder de Práctica (Practice Leader) de Soluciones Gerenciales y Manejo de Riesgo para ENTRIX, Inc. Este trabajo ayuda a los clientes en la valoración de servicios ambientales y de los recursos naturales en la toma de decisiones, utilizando el análisis “multi-criterio” y otras herramientas financieras y económicas. Estas herramientas también ayudan a los clientes en la identificación, priorización y evaluación de los riesgos y oportunidades, en términos del medio ambiente, criterios financieros, salud humana, y reputaciones empresariales. Como parte de los servicios suministrados a clientes, el Dr. MacNair ha diseñado encuestas de equipos profesionales de agencias públicas y de corporaciones, ha facilitado grupos de enfoque, ha diseñado algoritmos de “scoring,” y ha estimado modelos estadísticos. También ha liderado proyectos mayores para la evaluación de daños ambientales con impactos en la pesca, la caza, y la recreación. Los resultados de sus investigaciones han sido publicados en revistas académicas, como *Land Economics*, *Forest Economics*, y *Marine Resource Economics*. También ha dictado clases en la Escuela “Nicholas” del Medio Ambiente de la Universidad Duke y en la Universidad Estatal de Carolina de Norte. Antes de comenzar su carrera en la economía ambiental, el Dr. MacNair fue Director de Investigación Económica para la Bolsa NASDAQ, en Nueva York. El curriculum completo del Dr. MacNair se adjunta al final de este informe.

Certificación del Dr. Douglas MacNair:

El informe adjunto refleja mis conocimientos y opiniones en esta materia.

Douglas MacNair

Fecha

Respuesta a las Afirmaciones del Sr. Cabrera en Relación a un Supuesto Enriquecimiento Injusto de Texpet

Resumen

El 1 de abril de 2008, el Sr. Richard Cabrera entregó a la Corte Superior de Nueva Loja su Informe Sumario del Examen Pericial sobre los supuestos daños al medio ambiente ocasionados por las operaciones hidrocarburíferas de Texpet en el Oriente ecuatoriano. En la sección 7.3 del Informe Sumario, el Sr. Cabrera asevera que Texpet habría obtenido ganancias “*al no haber invertido suficiente dinero en controles ambientales apropiados durante su operación en la Concesión.*”¹

Continúa:

“El cálculo del enriquecimiento injusto abarca dos componentes: (1) un estimado del costo de los ‘ahorros’ ganados por Texpet por no utilizar controles ambientales adecuados; y (2) el valor actual de aquellos ahorros en base a las ganancias de la demandada en inversiones de capital.” (énfasis del autor).²

El Sr. Cabrera sostiene que el costo de implementar medidas adecuadas de control ambiental durante el periodo cuando Texpet operó en la antigua Concesión habría sido \$879.806.296. El mismo perito convierte este monto a un valor actual de \$8310 millones. Este cálculo del enriquecimiento injusto³ es explicado en mayor detalle en el Anexo T de su Informe Sumario.

Resumen del Anexo T del Informe Sumario

El Anexo T contiene una evaluación de los costos supuestamente ahorrados entre 1967 (cuando se descubrieron depósitos de petróleo cerca de Nueva Loja) y 1990 (cuando la responsabilidad operacional del Consorcio Petroecuador-*Texaco* pasó de Texpet a Petroecuador, que a partir de 1977 fue socio mayoritario de dicho Consorcio) al no tratar o eliminar adecuadamente tres tipos de residuos de la exploración y producción petrolera.

1. El agua de producción. Toda esta agua debería haber sido re-inyectada, según el Sr. Cabrera.
2. Las piscinas petroleras. Observa el Sr. Cabrera que “*Texpet usó piscinas en el sitio para la eliminación de sólidos de perforación, para la evaporación y el almacenamiento de agua de producción, para la manipulación de líquidos de finalización y para la eliminación de emergencia de líquidos de producción.*”⁴ Una de las críticas dirigidas a este procedimiento es que las piscinas “*no tenían revestimientos de arcilla o sintético para impedir la contaminación de los suelos y las aguas subterráneas.*”⁵ Otra crítica es que “*las bermas de las piscinas eran de tierra y no tenían protección contra la erosión y las fallas estructurales.*”⁶
3. El gas natural, la mayoría del cual fue quemado. El Sr. Cabrera asevera que la combustión de gas “*generalmente libera grandes cantidades de hidrocarburos tóxicos al aire,*”⁷ y que todo el gas natural debería haber sido capturado.

¹ R.S. Cabrera V., *Informe Sumario del Examen Pericial*, p. 55.

² *Ibid.*, p. 55.

³ *Ibid.*, p. 56.

⁴ R.S. Cabrera V., *Anexo T: Enriquecimiento Injusto*, p. 2.

⁵ *Ibid.*, pp. 2-3.

⁶ *Ibid.*, p. 3.

⁷ *Ibid.*, p. 3.

Las ganancias financieras que habría obtenido Texpet por un supuesto tratamiento inadecuado de, o eliminación, de las tres categorías de residuos antes mencionados, fueron calculadas por el Sr. Cabrera de la siguiente manera:

1. Comienza con información suministrada por Petroecuador y la empresa, Woodward Clyde International, sobre los volúmenes de agua de producción entre 1972 y 1990, los cuales sumaron 379.246.100 barriles. Multiplica cada uno de esos barriles por un cálculo del costo promedio de reinyección: \$0,81/barril. $379.246.100 \text{ barriles} \times \$0,81/\text{barril} = \$307.189.341$.⁸
2. Con respecto a los residuos de las piscinas, el Sr. Cabrera calcula en el Anexo N de su informe que existen 917 piscinas en la antigua Concesión “*que cubren una superficie de 768.016 metros cuadrados.*”⁹ Supone que la profundidad promedio es de dos metros, que implica un volumen total de 1.536.032 m³. Sin embargo, dice que el volumen total de los residuos producidos hasta 1990, cuando toda la responsabilidad operacional de la antigua Concesión pasó a Petroecuador, fue de 2.304.049 m³. Dice también que el costo promedio de una adecuada disposición de estos residuos es de \$70,48/m³.¹⁰ $2.304.049 \text{ m}^3 \times \$70,48/\text{m}^3 = \$162.389.348$.¹¹
3. Utilizando un procedimiento similar al empleado para determinar los costos de reinyección, el Sr. Cabrera multiplica los volúmenes de gas quemado entre 1972 y 1990, que sumaron 230.464.948.000 m³ según él, por un estimado del costo promedio de captura, \$0,00178/m³. $230.464.948.000 \text{ m}^3 \times \$0,00178/\text{m}^3 = \$410.227.607$.¹²

Los tres costos suman la cifra presentada en la sección 7.3 del Informe Sumario (ver arriba):

$$\$307.189.341 + \$162.389.348 + \$410.227.607 = \$879.806.296.$$

El Sr. Cabrera destaca que, al evitar gastos en una fecha específica, una compañía puede invertir sus ahorros, generando así ganancias en los años posteriores. El Sr. Cabrera intenta incorporar esas ganancias en su cálculo del enriquecimiento injusto, utilizando la metodología “BEN” (que representa la palabra, “benefit,” o beneficio) de la Agencia de Protección Ambiental de los EE. UU. (USEPA). En esta metodología, se toma en cuenta el Costo Promedio Ponderado del Capital (WACC, en inglés) de la compañía que ha evitado gastos en la gestión adecuada del medio ambiente. Se determina el WACC en base de los rendimientos económicos sobre la deuda y el patrimonio de una empresa – en este caso Texpet. Considerando el WACC desde el periodo cuando Texpet tuvo responsabilidad operacional en la antigua Concesión hasta el 2008, el Sr. Cabrera dice que el valor actual del enriquecimiento injusto es \$8310 millones.¹³

Refutación

Tenemos numerosas críticas sobre la aplicación del enriquecimiento injusto en este caso. Además, existen errores serios en los cálculos del Sr. Cabrera (ver Anexo T).

1. Ni el Informe Sumario ni el Anexo T hacen referencia a leyes ecuatorianas sobre el enriquecimiento injusto. En lugar de ello, el Sr. Cabrera se refiere solamente a la metodología BEN de la USEPA para calcular esta sanción monetaria, que es una alternativa a la remediación u otro castigo para una empresa o persona que no ha cumplido con leyes o reglamentos ambientales en los Estados Unidos. Si la empresa o persona realiza la remediación, el obligar a la misma empresa o persona pagar la restitución del enriquecimiento injusto puede ser un castigo ineficiente y excesivo. Específicamente, no es justo aplicar la sanción de enriquecimiento injusto por la falta de remediación y, en el mismo caso, obligar la remediación.

⁸ *Ibid.*, p. 3.

⁹ *Ibid.*, p.4.

¹⁰ *Ibid.*, p. 4.

¹¹ *Ibid.*, pp. 4-5.

¹² *Ibid.*, p. 6.

¹³ *Ibid.*, pp. 6-8.

-
2. No hay enriquecimiento injusto porque las operaciones de Texpet nunca violaron estándares reguladores de Ecuador o normas internacionales.
- **Prácticas de Texpet:** En el período en el que Texpet sirvió como operador de la Concesión Petroecuador-TEXACO en la región Oriente de Ecuador (es decir, desde 1967 hasta el 30 de junio de 1990), el manejo de agua de producción mediante tratamiento y descarga a las aguas superficiales, el uso de piscinas de tierra, y la quema de gas en mecheros no sólo eran prácticas comunes y legales en la industria petrolera en Ecuador sino alrededor del mundo. Además, todas son prácticas que siguen vigentes hoy en día en muchos países.
 - **Aguas de Producción:** Antes de 1990, cuando la responsabilidad operacional de la antigua Concesión pasó de Texpet a Petroecuador, el manejo del agua de producción, que sale del subsuelo con el petróleo y el gas natural, mediante el tratamiento en piscinas de decantación y la subsiguiente descarga a aguas superficiales era la práctica predominante, no solamente en el Ecuador sino en todo el mundo. En el Ecuador, se estableció por primera vez límites numéricos sobre la descarga de agua de producción en el Acuerdo Ministerial 621 (“Reglamento Ambiental para las Actividades Hidrocarburíferas en el Ecuador”), emitido el 21 de febrero de 1992. En las dos últimas décadas, como respuesta a nuevos reglamentos principalmente emitidos después de 1990, la reinyección de dicha agua al yacimiento de producción se ha establecido como el método principal para desechar el agua de producción en varios países. No obstante, hoy en día todavía se descargan 800 millones de barriles al año de agua de producción a las aguas superficiales en tierra firme alrededor del mundo, incluyendo 100 millones de barriles cada año en América del Sur.¹⁴ Las prácticas utilizadas por Texpet y Petroecuador en los campos petroleros del Oriente no sólo se siguen utilizando, sino que han superado el patrón observado en el ámbito internacional con la instalación de equipo para reinyectar el 100 por ciento del flujo de agua de producción en los últimos 15 años, utilizando fondos y equipo proporcionados por Texpet.
 - **Piscinas Petroleras:** En el período en el que Texpet se desempeñó como operador de la antigua Concesión, el uso de piscinas en tierra era una práctica estándar para la industria petrolera alrededor del mundo, incluyendo los Estados Unidos. Por ejemplo, en 1987, según un censo de la industria llevado a cabo por la USEPA, existían 125.000 piscinas en tierra en campos petroleros en los EE.UU., de las cuales el 97,5 por ciento fueron construidas sin revestimiento sintético.¹⁵ El Acuerdo 621 (mencionado anteriormente) no prohibió las piscinas en tierra, sino, por el contrario, exigió las mismas y por primera vez estableció las especificaciones técnicas para su construcción en el Artículo 13b. Según estudios científicos, la mayoría de los suelos superficiales en la antigua Concesión son principalmente arcillosos,¹⁶ por lo que funcionan como un revestimiento natural para prevenir la infiltración de hidrocarburos. Entonces, el uso de piscinas en tierra – una práctica consistente con los estándares internacionales y los reglamentos en el Ecuador, los EE.UU., y otros países – impidió los daños potenciales a las aguas subterráneas y superficiales.
 - **Manejo de Gas Natural:** Hoy en día, en los campos petroleros alrededor del mundo, se queman aproximadamente 108 mil millones de metros cúbicos al año de gas asociado con la producción de petróleo, nivel que se ha mantenido relativamente constante desde 1983.¹⁷ En

¹⁴ International Association of Oil and Gas Producers, “Environmental Performance in the E&P Industry, 2003 Data” Report No. 359 (December 2004).

¹⁵ USEPA, 1987a, “Report to Congress: Management of Wastes from the Exploration, Development, and Production of Crude Oil, Natural Gas, and Geothermal Energy, Volume 1 of 3, Oil and Gas,” United States Environmental Protection Agency, Washington DC; USEPA, 1987b, “Report to Congress: Management of Wastes from the Exploration, Development, and Production of Crude Oil, Natural Gas, and Geothermal Energy, Volume 3 of 3, Appendices,” United States Environmental Protection Agency, Washington DC.

¹⁶ González, A.; Maldonado, F.; Mejía, L.; “Memoria explicativa del mapa general de suelos del Ecuador,” Sociedad Ecuatoriana de la Ciencia del Suelo, Quito, 1986.

¹⁷ Banco Mundial, 2004. Global Gas Flaring Reduction Initiative: Report on Consultations with Stakeholders

Ecuador, la Dirección Nacional de Hidrocarburos reportó que en 2006 todavía se quemaba el 49 por ciento del gas co-producido en los campos petroleros en todo el país.¹⁸ La quema de gas en el Ecuador, así como en otros países, se debe en grande parte a limitaciones económicas y técnicas específicas de cada campo petrolero, incluyendo volúmenes bajos de producción, que hacen que la recolección de gas no sea ni económica ni técnicamente viable; la carencia de sistemas de tuberías para la recolección y distribución de gas; y la ausencia de mercados locales para el producto.¹⁹ En 1992, el Acuerdo 621 estableció especificaciones técnicas para la quema de gas no utilizado de una manera segura y sujeta a límites de emisión. La Asociación Internacional de Productores de Petróleo y Gas (OGP, por sus siglas en inglés) reconoce que “la opción de liberar gas a la atmósfera por mecheros o venteos es una práctica esencial en la producción de petróleo y gas, principalmente por razones de seguridad.”²⁰ En los EE.UU., la USEPA ha publicado varias guías técnicas²¹ que describen la quema de gas en mecheros como un método común y eficaz para el control de emisiones de gas en los campos petroleros. Este método generalmente destruye más del 98 por ciento de los gases de hidrocarburos.²² Entonces, la quema de gas durante el periodo en la que Texpet opero la antigua Concesión era una práctica común y consistente con las reglas de esa época así como de hoy en día.

3. En su Informe Sumario, el Sr. Cabrera ha cometido errores básicos en su análisis del enriquecimiento injusto.
 - No reconocida en la acusación del enriquecimiento injusto es que la antigua Concesión no fue explotada exclusivamente por Texpet, sino por un Consorcio compuesto por la compañía estatal (el socio mayoritario a partir del 1977) y Texpet. Como socio mayoritario, Petroecuador (antes CEPE) tuvo control sobre todas las decisiones de inversión. En vista de la participación financiera de la compañía estatal en el Consorcio, algo que se ignora en el Anexo T y otras partes del Informe Sumario, y los impuestos a la renta pagados por el Consorcio, Texpet, en teoría, solo sería responsable del 4,75875 por ciento del supuesto enriquecimiento injusto.
 - Nunca se menciona en el Anexo T que el gas natural de la antigua Concesión siempre ha sido propiedad exclusiva del Estado Ecuatoriano, el cual ha tomado todas las decisiones sobre su explotación. Si el Estado Ecuatoriano decidió no desarrollar una parte del gas natural del Oriente ecuatoriano entre 1972 y 1990, es absurdo culpar a Texpet por no haber invertido en la infraestructura para la captura del gas durante el mismo periodo.
4. Los cálculos presentados en el Anexo T por el Sr. Cabrera están basados en estimaciones exageradas de los costos de la gestión ambiental adecuada y del valor del capital.
 - Gracias a la experiencia ganada durante los últimos veinte años, cuando la gestión ambiental ha cambiado en la antigua Concesión, se conocen bien los costos reales de la reinyección del

¹⁸ Prieto Riguad, W., 2006, “Quema de Gas y Venteo en Ecuador,” Dirección Nacional de Hidrocarburos, Ministerio de Energía y Minas, Conferencia del Global Gas Flaring Reduction Partnership en Ecuador, September 26, 2006.

¹⁹ Banco Mundial, 2004.

²⁰ International Association of Oil and Gas Producers, 2004.

²¹ 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; USEPA, 1991, “Handbook, Control Technologies for Hazardous Air Pollutants,” EPA/625/6-91/014, U.S. Environmental Protection Agency, Washington, DC, June 1991; 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.

²² Pohl, J. and N. Soelberg, “Evaluation of the Efficiency of Industrial Flares: Flare Head Design and Gas Composition” (report 600/2-85-106), U.S. Environmental Protection Agency (September 1985).

agua de producción y de la remediación de las piscinas. Estos costos reales son muy inferiores a los costos presentados en el Anexo T.

- Las estimaciones presentadas por el Sr. Cabrera de los volúmenes de gas natural producido cada año en el Oriente ecuatoriano son exageradas en comparación con los datos oficiales sobre la producción histórica de gas, los cuales se presentan en la página web de Petroecuador para los campos petroleros que corresponden a la antigua Concesión Petroecuador-Exxon.²³
 - El Sr. Cabrera debió haber utilizado una tasa de descuento menor que el WACC en la conversión de gastos ahorrados en años pasados a valores anuales.
5. No se pueden replicar los cálculos presentados por el Sr. Cabrera en el Anexo T.
- El Sr. Cabrera no ha suministrado toda la información necesaria para reproducir sus cálculos sobre el supuesto enriquecimiento injusto.
 - Si (1) se utilizaran datos precisos sobre el costo de las medidas de gestión ambiental que el Sr. Cabrera dice que Texpet debió aplicar, (2) se tomará en cuenta el estatus minoritario de Texpet y los impuestos pagados por la misma empresa y por el Consorcio y (3) se usará el valor real del capital en vez del WACC, entonces el supuesto enriquecimiento injusto de Texpet habría sido una milésima (1/1000) de los \$8310 millones propuestos en el Anexo T.

Estos errores son examinados en mayor detalle a continuación.

1. Críticas generales

Ni el Informe Sumario ni su Anexo T hacen referencia a leyes ecuatorianas sobre el enriquecimiento injusto. En lugar de ello, el Sr. Cabrera se refiere solamente a la metodología BEN que la USEPA utiliza para calcular esta sanción monetaria.²⁴

En el sistema estadounidense, el propósito económico de este tipo de restitución es eliminar cualquier incentivo que se podría utilizar para evitar o postergar el cumplir con las leyes o reglamentos. Por ejemplo, si se posterga por un año un gasto de \$1.000.000 en equipos para eliminar la contaminación y si el interés es 5 por ciento, entonces la postergación crea un beneficio, o enriquecimiento injusto, de \$50000. La postergación no tiene que ser intencional. Adicionalmente, el propósito de la sanción en el sistema estadounidense no es punitiva. El concepto legal del enriquecimiento injusto existe solamente para asegurar el cumplimiento puntual con las leyes y reglamentos ambientales.²⁵

El enriquecimiento injusto puede ser una sanción más fácil de determinar que la remediación u otro castigo cuando una empresa o persona no ha cumplido con las leyes o reglamentos ambientales. Por ejemplo, la remediación a veces es imposible. También, los impactos económicos de la contaminación frecuentemente son indeterminados, lo cual impide la aplicación de otros castigos monetarios.

Pero si la empresa o persona realiza la remediación, el obligar a la misma empresa o persona a pagar la restitución del enriquecimiento injusto puede ser un castigo ineficiente y excesivo. Específicamente, no es justo aplicar la sanción de enriquecimiento injusto por la falta de remediación y, en el mismo caso, obligar a realizar una remediación. Como dicen los economistas, se estarían contando dos veces los supuestos daños ambientales. Este error se encuentra en el Informe Sumario, que recomienda una serie de tareas de remediación (por ejemplo, la remediación de piscinas) complementadas con el enriquecimiento injusto.

²³ Petroecuador, 2008, <http://www.petroecuador.com.ec/Publicaciones/InformacionTecnica/index.htm>.

²⁴ Existe un modelo BEN, desarrollado por la USEPA, que se puede utilizar en el análisis cuantitativo del enriquecimiento injusto. Pero este modelo no tiene datos antes de 1987. Se indica en el Anexo T que fue necesario recopilar información y realizar cálculos consistentes con la metodología de la USEPA para calcular el enriquecimiento injusto entre 1967 y 1986.

²⁵ A. Kanner, "Unjust Enrichment in Environmental Litigation," *Journal of Environmental Law and Litigation*, 20 (2005), pp. 111-156.

2. No hay enriquecimiento injusto porque las operaciones de Texpet nunca violaron estándares reguladores de Ecuador o normas internacionales.

En los Estados Unidos, la legitimidad de cualquier acusación de enriquecimiento injusto relacionado a un daño ambiental depende de la demostración que el culpable violó alguna norma o regla ambiental. Con respecto a este caso, se puede demostrar que el manejo de los tres residuos de la producción petrolera mencionados en el Anexo T – (1) agua de producción; (2) piscinas petroleras; y (3) gas natural – fue consistente con las normas ecuatorianas e internacionales del periodo correspondiente.

Manejo del agua de producción. Antes de los años noventa, el manejo de agua de producción mediante el tratamiento en piscinas de decantación y la subsiguiente descarga al medio ambiente era la práctica predominante, no solamente en el Ecuador sino en todo el mundo. En respuesta a nuevos reglamentos, emitidos en su mayoría a partir de 1990, se estableció la reinyección a los yacimientos de producción como el método principal para desechar el agua de producción, aunque todavía hoy en día se descargan 800 millones de barriles cada año en aguas superficiales alrededor del mundo. De esos 800 millones de barriles, 100 millones son descargados cada año en América del Sur.²⁶ *De hecho, y como veremos más adelante en mayor detalle, bajo las actuales regulaciones ecuatorianas, la descarga de agua de producción es permitida siempre que cumpla con ciertos límites.*

En los Estados Unidos, la tasa de descarga del agua de producción hacia en aguas superficiales se mantuvo relativamente constante durante las décadas de 1960, 1970, y 1980, pero disminuyó significativamente después de 1990 debido a la implementación de nuevos reglamentos a nivel Federal.²⁷ La publicación en 1972²⁸ del “Sistema Nacional para la Eliminación de Descargas de Contaminantes” (*National Pollutant Discharge Elimination System*) marcó el inicio de la regulación del agua de producción, ya que por primera vez se establecieron límites para la ubicación y la composición química de descargas a aguas superficiales. El impacto práctico de esta iniciativa reguladora fue la disminución gradual del volumen de agua de producción descargado durante los años ochenta. Por ejemplo, en 1985, las descargas totales en los EE.UU. fueron 1180 millones de barriles.²⁹ En 1991, la USEPA promulgó el “Permiso General,” que, a pesar de pocas excepciones (como yacimientos que producen menos de 10 barriles diarios de petróleo cada uno), prohíbe la descarga de agua de producción hacia aguas superficiales³⁰. Debido a este segundo cambio en la normatividad, las descargas de agua de producción disminuyeron sustancialmente, bajando a 520 millones de barriles en 1995 y a menos de 30 millones de barriles en 2003.

En América Latina, los países productores de petróleo publicaron por primera vez controles para la descarga de agua de producción entre 1984 y 1996, como se describe a continuación: i) Brasil, Resolución No. 20 (1986), ii) Colombia, Decreto 1594 (1984³¹), iii) México, NOM-003-ECOL (1993), iv) Perú, Resolución Directoral RD-030-96 (1996), y v) Venezuela, Decreto No. 883 (1993). Aunque Colombia fue el primer país que estableció tales límites, la descarga de agua de producción al agua superficial continúa realizándose en éste país a una tasa considerable, con una descarga actual de 20.000 barriles por día solamente en el campo petrolero La Cira Infantes³². En total, las cifras de la

²⁶ International Association of Oil and Gas Producers, “Environmental Performance in the E&P Industry, 2003 Data” Report No. 359 (December 2004).

²⁷ Wakim, P.G., 1987, “API 1985 Production Waste Survey, Statistical Analysis and Survey Results, Final Report,” American Petroleum Institute, Washington, DC, October 1987; ICF Consulting, “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 Plants for 1995,” May 2000.

²⁸ Section 403, Federal Water Pollution Control Act (As Amended Through P.L. 107–303, November 27, 2002).

²⁹ Wakim, 1987.

³⁰ Section 403, Federal Water Pollution Control Act (As Amended Through P.L. 107–303, November 27, 2002).

³¹ Ministerio de Agricultura, República de Colombia, Decreto 1594 del 26 de junio de 1984.

³² John A. Connor, P.E., P.G., D.E.E.. Apéndice C.2 Manejo del Agua de Producción en los Campos Petroleros del Mundo. Apéndices Técnicos de las Inspecciones Judiciales.

OGP indican una descarga de 100 millones de barriles de agua de producción vertidas en el agua superficial de América del Sur en 2003³³.

A nivel internacional, la reinyección también se estableció como el método principal para el manejo de agua de producción después de 1990. Por ejemplo, en 1991, el Foro de Exploración y Producción (*Exploration and Production Forum*), una organización internacional que desarrolla y distribuye estándares de práctica para la industria petrolera, publicó la “Guía Operativa para la Industria del Petróleo en Bosques Tropicales” (*Oil Industry Operating Guideline for Tropical Rainforests*)³⁴, la cual recomendó la reinyección del agua de producción cuando fuese posible. Sin embargo, en julio de 1998, el Banco Mundial publicó guías para el manejo de los desechos asociados con la exploración y producción del petróleo en tierra firme³⁵, las cuales reconocían como método apropiado de manejo del agua de producción su vertimiento en las aguas superficiales, sujeto a límites recomendados para la calidad del efluente.

En el Ecuador, todos los reglamentos ambientales aplicados a la industria petrolera fueron emitidos después de que la responsabilidad operacional en el Consorcio pasó de Texpet a Petroecuador. El Acuerdo Ministerial No. 621³⁶, “Reglamento Ambiental para la Actividades Hidrocarburíferas en el Ecuador,” emitido el 6 de Marzo de 1992, estableció por primera vez en el país límites numéricos sobre la descarga de agua de producción. Se reconfirmaron los mismos límites en el Decreto No. 2982³⁷, “Reglamento Ambiental para las Operaciones Hidrocarburíferas en el Ecuador,” emitido el 24 de agosto de 1995, y en el Decreto Ejecutivo 1215, emitido en febrero de 2001, el cual actualizó el Decreto No. 2982. Todos estos reglamentos permiten la descarga del agua de producción en aguas superficiales.

Las estaciones de producción en la antigua Concesión usaban piscinas de decantación para remover sólidos y petróleo de agua de producción antes de su descarga consistente con las prácticas vigentes en los campos petroleros alrededor del mundo durante los años setenta y ochenta. Los pocos sólidos que típicamente se encuentran en el agua consisten principalmente de partículas finas de suelo o piedras del yacimiento de producción; también hay minerales inertes, como Calcita, Óxido Ferroso, Dióxido de Manganeso, Sulfato de Bario, y otros. No existen concentraciones significativas de lodos o aditivos químicos de perforación, metales pesados, o hidrocarburos policíclicos aromáticos (HAPs). El agua de producción tiene contenidos diversos de sales;³⁸ los impactos de desechar este residuo en ríos en una zona muy húmeda, como el Oriente Ecuatoriano, son limitados y transitorios.

Después de la promulgación de reglamentos sobre el manejo del agua de producción en el Ecuador a partir de 1992 y en respuesta a la evolución de las normas internacionales durante la última década del Siglo XX, se desarrolló un sistema comprensivo de reinyección del agua de producción en la antigua Concesión Petroecuador-Texaco. Contribuyendo a este proyecto, Texpet instaló en 1996 el equipo de tratamiento y reinyección en tres estaciones de producción: Aguarico, Atacapi, y Guanta. Además, entregó a Petroecuador equipo y fondos para ayudar finalizar el sistema mencionado. Durante los siguientes ocho años, Petroecuador instaló sistemas de reinyección en otras once estaciones. Con la instalación del sistema en la estación Cononaco en 2004, se concretó la posibilidad de re-inyectar el 100 por ciento del agua de producción en la antigua Concesión.³⁹

³³ International Association of Oil and Gas Producers, “Environmental Performance in the E&P Industry, 2003 Data” Report No. 359 (December 2004).

³⁴ Exploration and Production Forum. (April 1991) Oil Industry Operating Guideline for Tropical Rainforests.

³⁵ Banco Mundial (1998) Pollution Prevention and Abatement Handbook, Oil and Gas Development (Onshore).

³⁶ Reglamento Ambiental para las Actividades Hidrocarburíferas en el Ecuador. 6 de marzo de 1992.

³⁷ Decreto No. 2982. Reglamento Ambiental para las Operaciones Hidrocarburíferas en el Ecuador. 24 de agosto de 1995.

³⁸ D. Gulley *et al.*, “A Statistical Model to Predict Toxicity of Saline Produced Water to Freshwater Organisms,” presented at the International Produced Water Symposium, San Diego, 1992.

³⁹ Inspección Judicial de la Estación de Producción Sacha Central, Informe del Perito Señor John A. Connor, 4 de noviembre de 2005, Sección 3.3.2

Uso de Piscinas Petroleras. En la época en la que Texpet fungió como operador de la Concesión Petroecuador-Texaco, el uso de piscinas en tierra era una práctica estándar de la industria petrolera alrededor del mundo, incluyendo los Estados Unidos. Por muchas décadas, las piscinas en tierra han sido utilizadas para diferentes aplicaciones en los campos petroleros, siendo las más comunes, el almacenamiento de lodos y rípios de perforación (“piscinas de reserva”), la decantación de agua de producción (“piscinas de salmuera”), y la contención de desechos de “workovers.” En 1987, según un censo de la industria llevado a cabo por la USEPA⁴⁰, existían 125.000 piscinas en tierra en campos petroleros en los EE.UU., de las cuales el 97,5 por ciento fueron construidas sin revestimiento sintético. Este mismo estudio identificó la construcción de piscinas de reserva, para manejar lodos y rípios de perforación, como una práctica estándar en sitios de instalación de pozos.⁴¹ En 1983, por ejemplo, la Comisión de Ferrocarriles de Texas, recibió 11000 solicitudes de permisos para perforación, cada uno de los cuales incluía la construcción de por lo menos una piscina de reserva.⁴² En el Estado de Louisiana se estima que se construyeron aproximadamente 82000 piscinas abiertas, con revestimiento de suelos naturales, que fueron utilizadas para el almacenamiento de lodos y rípios de perforación entre 1970 y 1985.⁴³ En lo que respecta a piscinas de salmuera, la Comisión de Ferrocarriles de Texas reportó que existían 4276 permisos activos en Texas en agosto de 1982.⁴⁴

Antes de 1995, el número de piscinas en tierra en uso en campos petroleros en EE.UU. había disminuido a 55000, de las cuales un 40 por ciento (22000) no tenían revestimiento.⁴⁵ Sin embargo, en 1995, el Estado de Louisiana todavía contaba con 8099 piscinas, de las cuales 95 por ciento carecían de revestimiento.⁴⁶ Además, entre 1997 y 1999, un estudio de la USEPA estimó que todavía había aproximadamente 27680 piscinas en tierra en los campos petroleros de los estados de la región montañosa de los EE.UU.: Colorado, Wyoming, Montana, Utah, Dakota del Norte y Dakota del Sur.⁴⁷

El uso de piscinas en tierra era común no solamente en los EE.UU. sino también en muchos países productores de petróleo. Por ejemplo, en Venezuela se reportó la presencia de más de 12000 piscinas en tierra en 2001⁴⁸ y en Canadá se reportaron más de 30000 piscinas de mechero en 1999.⁴⁹ Como se describe en los lineamientos del E&P Forum emitidas en 1993, “*El uso de piscinas de tierra o revestidas, es una parte integral de las operaciones de gestión de de E&P.*”⁵⁰

Los primeros reglamentos estadounidenses que rigieron la construcción y el cierre de piscinas en campos petroleros se emitieron a nivel estatal a mediados de la década de los años ochenta, específicamente en Texas en 1984 y Louisiana en 1986⁵¹, con el objetivo de proteger los recursos de agua y las tierras agrícolas. Las regulaciones del Estado de Texas establecieron trámites para el

⁴⁰ USEPA, 1987a, 1987b.

⁴¹ Ibid.

⁴² IOCC, 1983, “1983 Legal Report of Oil and Gas Conservation Activities,” Interstate Oil Compact Commission, Oklahoma City, Oklahoma.

⁴³ Louisiana State University, 2005, “Atlas: Louisiana Statewide Graphical Information System (GIS), <http://atlas.lsu.edu/>; Bases de Datos Oil and Gas Wells (North La. and South La.).

⁴⁴ Texas Sunset Advisory Commission, 1983, Report on Energy Regulatory Agencies to the Governor of Texas and the 68th Legislature, 135, January 1983.

⁴⁵ ICF Consulting, “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 Plants for 1995,” May 2000.

⁴⁶ Ibid.

⁴⁷ 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.

⁴⁸ El Mundo Periódico (Venezuela), 18 de Abril del 2001

⁴⁹ Speer, J. G., 1999, “Flare Pit Waste in Western Canada: A Characterization Mechanism to Enhance Flare Pit Sludge Remediation Efficiency,” Department of Civil Engineering, University of Calgary, Calgary, Alberta.

⁵⁰ 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.

⁵¹ Amendment to Statewide Order No. 29B. State of Louisiana. Department of Natural Resources. Office of Conservation. Baton Rouge, Louisiana. January 20, 1986.

permiso de piscinas en tierra, con o sin revestimiento, utilizadas para almacenar salmuera o desechos específicos de la producción de petróleo y gas,⁵² mientras que se exoneraba a otras piscinas en tierra el requisito del permiso. De igual manera, la normatividad de Louisiana definieron criterios exhaustivos para la construcción y el cierre de piscinas usadas en campos petroleros,⁵³ los que incluyeron el uso de un revestimiento de suelo natural, de suelo re-compactado o de material sintético para algunos tipos de piscinas, dependiendo de su ubicación (por ejemplo, piscinas de salmuera, piscinas de compresores y piscinas de lavado o “washout”). Muchos países, inclusive Venezuela⁵⁴ (Decreto 2635 de 1998), han adoptado los criterios de cierre de piscinas en campos petroleros similares a aquellos definidos en las regulaciones de Louisiana. En contraste, ni el Decreto 2982 ni el Decreto 1215 en el Ecuador (ver arriba) contienen especificaciones técnicas para el diseño o la construcción de piscinas.

Estudios llevados a cabo en el Oriente ecuatoriano demuestran que la mayoría de los suelos superficiales son principalmente suelos arcillosos, los cuales funcionan como un recubrimiento natural para prevenir la infiltración de hidrocarburos.⁵⁵ Por ejemplo, los análisis de laboratorio llevados a cabo por Fugro-McClelland en 1992⁵⁶ muestran que los suelos usados para la construcción de diques en las piscinas de decantación en varias estaciones de producción en el Oriente tuvieron permeabilidad muy baja y generalmente consistente con el rango aceptable recomendado en las normas vigentes de varios estados de los Estados Unidos. Estos resultados indican que el revestimiento de suelos naturales arcillosos con el que se construyeron estas piscinas serviría para proteger el agua subterránea de una posible infiltración, de acuerdo con las metas de las normas técnicas que entraron a regir muchos años después de la construcción de estas piscinas.

En resumen, resulta claro que el uso de piscinas en tierra fue una práctica consistente con los estándares internacionales y los reglamentos en los EE.UU. y otros países, e inclusive aquellos establecidos posteriormente en el Ecuador (Decreto 621). Además, fue una practica que sirvió para impedir los daños potenciales a las aguas subterráneas y superficiales de la zona.

Manejo del Gas Natural. Vale la pena repetir que el gas natural en la antigua Concesión fue propiedad exclusiva del Estado Ecuatoriano, que tomó todas las decisiones sobre el desarrollo del recurso. Aunque se ha explotado el gas natural en ciertas estaciones de la antigua Concesión (ver arriba), no ha sido económicamente factible capturar todos los recursos gasíferos del Oriente ni de los otros campos petroleros del país, donde hoy en día solamente se utiliza el 51 por ciento del gas producido.⁵⁷ Para justificar la inversión económica, el valor comercial del volumen de gas disponible debe ser superior al costo de construir, operar, y mantener la infraestructura de captación u otros usos del gas. Dadas las condiciones que se encuentran en los campos petroleros de Ecuador, se ha determinado que la mejor opción para el manejo de 49 por ciento del gas producido es su combustión en mecheros. Se ha tomado exactamente la misma decisión en muchas otras partes del mundo. A nivel internacional, se queman aproximadamente 108 mil millones de metros cúbicos de gas anualmente⁵⁸. En América Latina, el volumen quemado es 10 mil millones de metros cúbicos por año, con los mayores volúmenes quemados en México, Venezuela, y Brasil.

La combustión en mecheros es una práctica segura, puesto que el riesgo de explosiones sería muy alto si se descargara el gas natural directamente a la atmósfera. Otro beneficio de dicha práctica es la reducción de las emisiones de hidrocarburos al medio ambiente. Específicamente, la combustión del

⁵² TRRC, 1984. Conservation Rules and Regulations, 16 TAC §3.8 Water Protection, Adopted Rules, 9 TexReg 1549. Railroad Commission of Texas, Oil and Gas Division, Austin, Texas, 16 March 1984.

⁵³ LADOC, 1986. Amendment to Statewide Order No. 29-B. Louisiana Department of Conservation, Office of Conservation, Baton Rouge, LA. 20 January 1986.

⁵⁴ Decreto 2635 Normas para el Control de la Recuperación de Materiales Peligrosos y el Manejo de los Desechos Peligrosos. 3 de agosto de 1998.

⁵⁵ González *et al.*, 1986.

⁵⁶ Fugro-McClelland West. 1992. Environmental Field Audit for Practices 1964 - 1990, Petroecuador-Texaco Consortium, Oriente, Ecuador. Final. Prepared for Texaco Petroleum Company, Coral Gables, FL. October.

⁵⁷ Prieto Rigaud, 2006.

⁵⁸ Banco Mundial, 2004. Global Gas Flaring Reduction Initiative: Report on Consultations with Stakeholders.

gas natural en mecheros destruye más del 98 por ciento de los hidrocarburos, convirtiéndolos en dióxido de carbono y agua – elementos que no representan ningún riesgo para la salud humana.⁵⁹ Además, el uso de mecheros eleva los puntos de emisión de los residuos, acelerando así la dispersión y reducción de concentraciones atmosféricas de los mismos. Según los datos disponibles, hay varias fuentes de emisión de compuestos químicos en el Oriente ecuatoriano más importantes que los mecheros: estufas de propano, madera, carbón, etc.; automóviles, camiones, y otros vehículos; y lámparas, generadores portátiles, y otros equipos que usan gasolina blanca⁶⁰.

No hay duda que es eficaz quemar el gas natural que no es económicamente factible captar y comercializar. Además, la emisión de gas directamente a la atmósfera, sin combustión, crearía riesgos graves y daños significativos al medio ambiente. Por eso, el Artículo 21 del Acuerdo 621 (ver arriba) presentaba especificaciones para la quema segura de gases en instalaciones petroleras antes de su descarga al medio ambiente, tomando en cuenta algunos de los límites máximos para emisiones a la atmósfera. Los requisitos para el monitoreo de las emisiones de mecheros se establecieron por primera vez en el Ecuador con la publicación del Decreto 1215 en febrero del 2001.

3. En el Informe Sumario, el Sr. Cabrera ha cometido errores básicos en su análisis del enriquecimiento.

Hay un error básico en el análisis ofrecido por el Sr. Cabrera sobre el enriquecimiento injusto, un error también cometido en muchas otras partes de su Informe Sumario. Específicamente, nunca se discute, ni en el Informe Sumario ni en sus veinte Anexos (inclusive el Anexo T), la naturaleza de la entidad que desarrolló los recursos energéticos de la Concesión. Vale la pena subrayar que, a partir de 1973, CEPE, hoy Petroecuador, pasó a ser socio minoritario de un Consorcio con Texpet y Gulf; en 1977, con la salida de Gulf, llegó a ser el socio mayoritario. Este arreglo comercial continuó hasta 1992, dos años después de que Texpet entregase la responsabilidad operacional en la Concesión al socio mayoritario. Entre 1973 y 1990, todas las acciones del Consorcio, inclusive las decisiones de inversión, fueron cuidadosamente supervisadas y revisadas, por su socio (Petroecuador) y también por el Ministerio de Energía y Minas del Estado Ecuatoriano.

En vista de esta realidad, la cual todo el mundo reconoce, en teoría solamente habría dos posibilidades de una demanda de enriquecimiento injusto.

- Supongamos que Texpet engañó a CEPE/Petroecuador – por ejemplo, al recibir fondos de su socio para realizar una gestión ambiental que nunca fue implementada. Entonces, el socio podría demandar la restitución de los fondos más los intereses acumulados. Entre los casos de enriquecimiento injusto, demandas de esta índole son muy comunes.⁶¹
- Se puede concebir de un caso en que el Estado, representando a toda la ciudadanía o a un grupo de víctimas de la contaminación, presenta una demanda de restitución – pagada por todos los culpables, no solamente por uno de los socios múltiples que pertenecen al consorcio que ha producido la contaminación. Se ha sugerido esta opción para sancionar consorcios compuestos de corporaciones internacionales y sus socios gubernamentales en países como Myanmar e Indonesia.⁶²

Evidentemente, la acusación de enriquecimiento injusto dirigida contra Texpet no cae en la primera de las dos categorías, porque durante la vigencia del Consorcio, todos los fondos recibidos por Texpet de parte de Petroecuador fueron invertidos de conformidad a lo acordado, y prueba de ello es que no existe ningún reclamo sobre el particular. Segundo, porque Petroecuador, quien sería el titular de un hipotético reclamo, no es demandante en el caso actual. Tampoco se puede poner el reclamo en la

⁵⁹ J. Pohl and N. Soelberg, “Evaluation of the Efficiency of Industrial Flares: Flare Head Design and Gas Composition” (report 600/2-85-106), U.S. Environmental Protection Agency, September 1985.

⁶⁰ Inspección Judicial de la Estación de Producción Shushufindi Sur, Informe del Perito Señor John A. Connor, 20 de junio de 2005.

⁶¹ P. Birks, *Unjust Enrichment*, 2nd Edition (New York: Oxford University Press, 2005), pp. 39-44.

⁶² D. Fagan, “Achieving Restitution: The Potential Unjust Enrichment Claims of Indigenous Peoples against Multinational Corporations,” *New York University Law Review*, 76 (2001), pp. 626-664.

segunda categoría, porque el Estado Ecuatoriano no es demandante, de hecho éste ya liberó a Texpet de toda responsabilidad medio ambiental, y nadie está enjuiciando a Petroecuador, que fue el socio mayoritario de Texpet.

Si hubiese habido enriquecimiento injusto durante el periodo cuando Texpet tuvo responsabilidad operacional, entonces todos los socios del Consorcio deberían pagar la restitución, no solamente Texpet. La porción que pagaría Texpet dependería de su patrimonio en el Consorcio (37,5 por ciento). También, dependería de los impuestos a la renta – porque, al reducir sus costos, Texpet habría incrementado sus ingresos netos, todos sujetos al impuesto que igualó a 44,40 por ciento en 1972 y 1973, 46,18 por ciento en 1974, 63,81 por ciento en 1975, 71,42 por ciento en 1976, y 87,31 por ciento desde 1977 hasta 1992. Entonces, entre 1977 y 1992 la porción de la restitución total que la compañía, en teoría, tendría que pagar es:

$37,50 \text{ por ciento} \times (100 - 87,31) \text{ por ciento} = 37,50 \text{ por ciento} \times 12,69 \text{ por ciento} = 4,75875 \text{ por ciento.}$

Todos los cálculos presentados en el Informe Sumario asumen que Texpet debería pagar por todo el enriquecimiento injusto. En el Anexo T, los cálculos no consideran ni por la condición minoritaria de Texpet en el Consorcio ni el impuesto a la renta pagado por Texpet – como se debería haber hecho.

Otro error básico en el Informe Sumario tiene que ver con el estatus legal del gas natural en la antigua Concesión. Es decir, este recurso siempre ha sido propiedad exclusiva del Estado Ecuatoriano, que ha tomado todas las decisiones sobre su desarrollo y destino. Se puso en claro este estatus legal del gas natural al principio de la época petrolera en el Ecuador en el Contrato de la Concesión de 1973 (Cláusula 2.2) y también en el Decreto Supremo 925 (Artículo 15) del mismo año. Se establecieron en esos documentos que todo el gas producido en la antigua Concesión pertenece al Estado Ecuatoriano, que controla su uso y/o eliminación.

Desde el inicio de las operaciones en la antigua Concesión Petroecuador-Texaco, el Estado Ecuatoriano ha sacado beneficio de parte del gas natural co-producido al darle otros usos, como lo son la operación de los pozos de “gas lift,” generación eléctrica, y calentadores térmicos.⁶³ Además, Petroproducción ha construido plantas de captación gas en los campos de Shushufindi, Aguarico, Atacapi, Parahuacu, y otros, las que, según la información proporcionado por el Sr. Cabrera⁶⁴, producen cantidades de gas liquido de petróleo (GLP) por un valor de más de \$11 millones cada año.

Hoy en día, el Ministerio de Energía y Minas reporta que, en todo el país, se usa el 49 por ciento del gas producido en los campos petroleros, entre los cuales Petroproducción, en la antigua Concesión Petroecuador-Texaco, representa uno de los principales usuarios del gas. Evidentemente es absurdo culpar a Texpet en 2008 por no haber invertido en la infraestructura para captar el gas que pertenece al Estado Ecuatoriano. En vista de que todas las decisiones sobre el desarrollo de este recurso fueron de carácter financiero y además estuvieron en manos del Estado Ecuatoriano, los supuestos gastos evitados en la captura del gas entre 1972 y 1990 no podrían ni deberían ser incluidos en ningún cálculo de un supuesto enriquecimiento injusto.

4. Los cálculos presentados en el Anexo T por el Sr. Cabrera están basados en estimaciones exageradas de los costos de la gestión ambiental adecuada y del valor del capital.

Durante los últimos veinte años, las regulaciones sobre gestión ambiental han cambiado en el Ecuador y, por ende, la gestión ambiental en el área de la antigua Concesión. Como se documenta en las páginas anteriores, actualmente se re-inyecta el agua de producción en vez de descargar el agua en ríos después de pasarla por piscinas de decantación. Por lo tanto, se conoce bien el costo real de la reinyección, el cual es muy inferior a los costos estimados que se presentan en el Anexo T. De igual manera, los cálculos del costo de la remediación de piscinas que hizo el Sr. Cabrera son exagerados.

⁶³ Inspección Judicial de la Estación de Producción Shushufindi Sur, Informe del Perito Señor John A. Connor, 20 de junio de 2005.

⁶⁴ R.S. Cabrera V., *Anexo S. Costo de Reinyección de Agua de Formación y de Captación/Usos de Gas Asociado*, 24 de marzo de 2008, Tabla 3.

También el volumen del gas natural producido cada año en el Oriente ecuatoriano es inferior a las cifras presentadas en el Anexo T. Además, el WACC que utiliza el Sr. Cabrera es demasiado alto.

Costos de la Reinyección del Agua de Producción. El Sr. Cabrera estima que el costo promedio de reinyectar el agua de producción durante los años cuando Texpet estuvo encargada de las operaciones de la antigua Concesión habría sido \$0,81/barril. Si se multiplica esta cifra por 379.246.100 barriles, que es el volumen del mismo residuo entre 1972 y 1990, el producto es \$307.189.341.

Esta estimación es muy superior al costo real para descargar agua de producción en el Oriente ecuatoriano. En 1996, Texpet instaló sistemas completos de tratamiento e inyección de agua de producción – incluyendo los tanques de tratamiento, las bombas y la tubería – para tres estaciones de producción: Aguarico, Atacapi y Guanta. El costo total del proyecto, incluyendo la conversión de los ex-pozos productores en pozos inyectoros, fue aproximadamente \$4,2 millones, el cual corresponde a un costo promedio de \$1,4 millones por estación en 1996. Debido a la inflación entre 1996 y 2008, este costo de inversión equivale a \$2,3 millones en dólares de 2008.⁶⁵

No se pueden reconciliar estos datos reales con los cálculos ofrecidos en el Anexo T.

Costos de la Remediación de las Piscinas Petroleras. Para calcular este valor, el Sr. Cabrera comienza con su medición del número de piscinas (917) en el Oriente ecuatoriano. Se multiplica este número por un área promedio de 837,5 m² y una profundidad promedio de 2 m. Finalmente, multiplica el volumen total, 2.304.049 m³, por su estimación del costo promedio, \$70,48/m³. Concluye que el gasto evitado fue \$162.389.348.

Como se menciona anteriormente, este cálculo es erróneo porque el número de piscinas es exagerado y porque la superficie total de las piscinas también ha sido altamente exagerada.⁶⁶ Adicionalmente, el Sr. Cabrera ignora el hecho de que, durante el periodo de las operaciones de Texpet, las piscinas se utilizaban para su propósito apropiado y no fueron sujetas a los requerimientos de cierre.

Además, el cálculo del gasto evitado presentado en el Anexo T es erróneo porque se exagera el costo promedio de la remediación. Aunque se dice en el Informe Sumario que este costo promedio es \$118.054 por piscina (igual a \$70,48/m³ x 837,5 m² x 2 m), se encontró en el programa de remediación realizado en años recientes por Petroecuador que el costo promedio realmente es \$85000.

Volúmenes del Gas Natural. Así como el Sr. Cabrera exagera el costo promedio de re-inyectar el agua de producción, el número de piscinas, etc., el Anexo T sobreestima excesivamente el supuesto ahorro por la quema de gas natural en el Oriente ecuatoriano. El Sr. Cabrera obtiene esta estimación al multiplicar un costo promedio de la captación, \$1,71/mil pies cúbicos, (ó \$0,0498/mil metros cúbicos), por la producción, la cual según el Sr. Cabrera sumó 230.465 millones de m³ para el periodo desde 1972 hasta 1990. Sin embargo, según los datos históricos que se presentan en la página del web de Petroecuador,⁶⁷ para los campos relacionados con la antigua Concesión, la producción total de gas desde 1972 hasta junio de 1990 fue solamente cerca de 6695 millones de m³ (ó 229.866 millones de pies cúbicos). Estas cifras claramente indican que el Sr. Cabrera cometió un error matemático de transformación de unidades, el cual le llevó a calcular un volumen de gas 34,5 veces mayor que el volumen real de gas producido (valor que coincide aproximadamente con el factor de conversión de metros³ a pies³, el mismo que el Sr. Cabrera evidentemente no tomó en cuenta en su cálculo).

Por lo tanto, la cifra que presenta Cabrera en la Tabla 3 de su Anexo T para el volumen de gas producido en la antigua Concesión en la época en la que Texpet fungió como operador es por lo menos 34,5 veces más alta que el volumen real. Además, el cálculo realizado por el Sr. Cabrera ignora el porcentaje significativo de este volumen que se usó para el “gas lift,” la generación de energía

⁶⁵ Connor, J.A., y W. C. Hutton, 2008, “Respuesta a la Propuesta del Sr. Cabrera sobre la Mejora de la Infraestructura de la Antigua Concesión Petroecuador-Texaco” (Adjunto L).

⁶⁶ Hinchee, R., “Refutación del procedimiento empleado por el Sr. Cabrera para determinar la supuesta necesidad de remediación y sus costos”, (2008).

⁶⁷ *Petroecuador*, 2008.

eléctrica, los calentadores térmicos y otros usos industriales relacionados a la operación en esa época, lo que indica que su error es aún mas alto.

El WACC. Para convertir gastos ahorrados en años anteriores en valores actuales, el Sr. Cabrera utiliza el WACC, que depende de los rendimientos económicos sobre la deuda y el patrimonio de una empresa. Pero expertos en derecho y economía critican esta medición del valor del capital que la USEPA ha usado. Además, algunas cortes de justicia de los EE.UU. han rechazado el uso del WACC.

El problema es que el WACC es una medición *ex ante* del costo del capital invertido por una empresa y que parte de este costo consiste en compensación por los riesgos tomados por la misma empresa. Pero en la resolución de un caso legal, la conversión de un valor pasado a un valor actual no involucra ningún riesgo. Entonces, la tasa de descuento utilizada en la conversión debe igualar el interés que gana un ahorrista que no toma riesgos – por ejemplo, el rendimiento anual en bonos emitidos por el Fisco estadounidense. Este rendimiento es solamente el 62 por ciento del WACC.

También se ha criticado el uso del WACC en la literatura legal académica.⁶⁸ Además, las cortes de justicia en los EE.UU. han confirmado que, en la conversión de gastos ahorrados en años anteriores a valores actuales, se debe utilizar una tasa de descuento menor que el WACC – una tasa que no tiene nada que ver con los riesgos *ex ante* de las inversiones.⁶⁹ Es recomendable también utilizar una tasa menor que el WACC en esta evaluación del supuesto enriquecimiento injusto.

5. No se pueden replicar los cálculos en el Anexo T.

El Sr. Cabrera no proporciona suficiente información para replicar sus cálculos sobre el supuesto enriquecimiento injusto. A pesar de la falta de algunos datos que él utilizó, sí se puede concluir que sus cálculos son exagerados, equivocados, o ambos.

- Como se explica en la sección 3 (más arriba), no se reconoce en el Anexo T dos factores que se deben tomar en cuenta en el cálculo del supuesto enriquecimiento injusto: (1) el estatus minoritario de Texpet en el Consorcio y (2) los impuestos a la renta pagados por el Consorcio.
- El Sr. Cabrera afirma que ha calculado los gastos ahorrados en años pasados en dólares nominales y que esos gastos igualaron a \$879 millones. Sin embargo, todos los valores en la hoja de cálculo que el Sr. Cabrera incluye en el Informe Sumario están expresados en dólares de 2007. Estos cálculos exageran los valores en años anteriores debido a la inflación que ha ocurrido entre aquellos años y 2007.
- Se dice en el Anexo T que todos los cálculos han sido ajustados por la inflación y tipo de cambio, pero no se explica la metodología utilizada para realizar estos ajustes.
- Hay errores aritméticos. Por ejemplo, en la Sección IV.D,Q del Anexo S, se dice que el costo del capital es \$130 millones, cuando realmente es \$125 millones.
- Los costos de infraestructura utilizados por el Sr. Cabrera también son excesivos. Por ejemplo, el costo de poner en operación un pozo de reinyección es de \$2.300.000 (en dólares de 2008) – no \$6.000.000 como se dice en el Anexo T.

Existen numerosos errores en los cálculos del Sr. Cabrera y en su utilización de la metodología BEN, errores que se evalúan a continuación y que causan una sobreestimación extrema del supuesto enriquecimiento injusto.

Con respecto al agua de producción:

- El Sr. Cabrera asume que todos los costos son variables, lo cual es incorrecto. Debió haber distinguido entre los costos de inversión y los costos anuales.

⁶⁸ M. Podolovsky, “The Use of the Discount Rate in EPA Enforcement Actions,” *Case Western Reserve Law Review*, 52 (2002), pp. 1009-1032.

⁶⁹ *United States v. WCI Steel, Inc.* (72 F. Supp. 2d 810, 831 N.D. Ohio 1999). *United States v. The New Portland Meadows LLC* (no. 00-507-K1, D. Ore., July 29, 2003).

- Una medida precisa del costo de instalar un pozo de reinyección - con todo el equipo de pre-tratamiento y tubería - es \$2,3 millones, que corresponde al costo promedio (en dólares de 2008) de los tres sistemas de reinyección instalados por Texpet en 1996, en Aguarico, Atacapi, y Guanta (ver arriba). Los \$2,3 millones incluyen también el costo promedio de convertir un pozo productor en un inyector: \$270.000 en 1996, equivalente a \$430.000 en dólares de 2008.⁷⁰ Sin embargo, el Sr. Cabrera afirma que el costo promedio es \$6 millones por pozo. Esta cifra es absurda, ya que hasta hoy en día, todos los pozos inyectoros que opera Petroecuador en la antigua Concesión fueron anteriormente productores⁷¹ y, además, el costo promedio de perforar un nuevo pozo, en caso no haya un pozo productor antiguo disponible, es solamente \$2,7 millones, según los registros de Petroecuador.⁷²
- El Sr. Cabrera asume que los costos anuales de operar y mantener los pozos de reinyección equivalen al 10 por ciento del costo de la inversión. En otras palabras, él dice que los costos anuales son $0,10 \times \$6.000.000 = \600.000 . Esta cifra es exagerada en vista de que el gasto anual en la mano de obra sería \$7500 y el costo de la reparación y reemplazamiento de los bienes de capital sería \$115.000 (igual al 5 por ciento de la inversión, que es \$2.300.000). Además, el Sr. Cabrera podría haber calculado los gastos en la energía eléctrica, tomando en cuenta la tarifa de \$0,099/kwh y el precio mensual de \$7,10/kw para la capacidad instalada.

Con respecto a la remediación de piscinas:⁷³

- Primero, Petroecuador a través del Proyecto de Eliminación de Piscinas del Distrito Amazónico (PEPDA) planea completar la remediación de las 370 piscinas restantes en el área de la Concesión para el año 2010. Segundo, ya se ha realizado la remediación de 156 piscinas, un hecho no reconocido en el Informe Sumario.⁷⁴
- El costo promedio de la remediación que se debe haber utilizado es el costo promedio para Petroecuador: \$85000 por piscina. El Sr. Cabrera presenta debería haber utilizado este dato.

Sobre la captura del gas natural:

- Este costo no se debe incluir en el enriquecimiento injusto (ver arriba).
- Como hace en la evaluación del manejo del agua de producción (ver arriba), el Sr. Cabrera asume que todos los costos son variables, lo cual es incorrecto. Debería haber distinguido entre los costos de inversión y los costos anuales. De igual manera, la suposición que los costos anuales de operar y mantener una planta en que se captura el gas natural equivalen al 10 por ciento del costo de la inversión produce un cálculo exagerado del supuesto enriquecimiento injusto.
- El Sr. Cabrera debería haber utilizado datos de Petroecuador sobre cantidades de gas natural en la antigua Concesión, en vez de basar su análisis en suposiciones exageradas de este recurso.

⁷⁰ Connor, J.A., y W. C. Hutton, 2008, "Respuesta a los Reclamos del Sr. Cabrera sobre la Mejora de la Infraestructura de la Antigua Concesión Petroecuador-Texaco, Región Oriente Ecuador, Maria Aguinda y Otros vs. Chevron" (Adjunto L).

⁷¹ *Petroecuador, 2003, Control Diario de Reinyección de Agua Desde el Primero de Enero al 18 de Diciembre, Año 2003.*

⁷² *Petroecuador, 2007, Resumen Ejecutivo Semestral de Enero a Junio del 2007, Ingeniería de Petróleos del Distrito Amazónico, Año 2007*

⁷³ Hinchee, R., "Refutación del procedimiento empleado por el Sr. Cabrera para determinar la supuesta necesidad de remediación y sus costos", (2008).

⁷⁴ *Ibid.*

Sobre criterios generales:

- Debería haber reducido los gastos ahorrados por 62,5 por ciento, para tomar en cuenta el estatus minoritario de Texpet.
- Del 37,5 por ciento de los ingresos recibidos por Texpet, debería haber deducido los impuestos a la renta, los cuales crecieron desde 44,4 por ciento en 1972 y 1973 a 87,31 por ciento del ingreso entre 1977 y 1992.
- Para actualizar los gastos ahorrados, debería haber utilizado una tasa de descuento que es solamente el 62 por ciento del WACC.
- Para los costos, debería haber utilizado un índice de precios a nivel del consumidor (CPI) para expresarlos en valores nominales de años anteriores en dólares de 2007.

Aunque no existe una base legal o regulatoria para una demanda de enriquecimiento injusto, si (1) se utilizase datos reales sobre el costo de las medidas de gestión ambiental que el Sr. Cabrera dice que Texpet debió aplicar, (2) se toman en cuenta el estatus minoritario de Texpet y los impuestos pagados por la misma empresa y por el Consorcio y (3) se usa el valor real de capital en vez del WACC, entonces resultaría que el supuesto enriquecimiento injusto de Texpet habría sido una milésima (1/1000) de los \$8310 millones que se propone en el Anexo T.

Literatura Citada

- Amendment to Statewide Order No. 29B. State of Louisiana. Department of Natural Resources. Office of Conservation. Baton Rouge, Louisiana. January 20, 1986.
- Banco Mundial (1998) Pollution Prevention and Abatement Handbook, Oil and Gas Development (Onshore).
- Banco Mundial, 2004. Global Gas Flaring Reduction Initiative: Report on Consultations with Stakeholders.
- Birks, P. *Unjust Enrichment*, 2nd Edition. New York: Oxford University Press, 2005.
- Cabrera Vega, R.S. “Anexo S. Costo de Reinyección de Agua de Formación y de Captación/Usos de Gas Asociado,” 24 de Marzo de 2008, 11pp.
- Cabrera Vega, R.S. “Anexo T del Examen Pericial: Enriquecimiento Injusto,” Nueva Loja, 24 de marzo de 2008, 9 pp.
- Cabrera Vega, R.S. “Informe Sumario del Examen Pericial,” Nueva Loja, 24 de marzo de 2008, 58 pp.
- Connor, John A., P.E., P.G., D.E.E.. Apéndice C.2 Manejo del Agua de Producción en los Campos Petroleros del Mundo. Apéndices Técnicos de las Inspecciones Judiciales.
- Connor, John A., Ing. Inspección Judicial de la Estación de Producción Sacha Central, 4 de noviembre de 2005.
- Connor, John A., Ing. Inspección Judicial de la Estación de Producción Shushufindi Sur, 20 de junio de 2005.
- Connor, J.A., y W. C. Hutton, 2008, “Respuesta a la Propuesta del Sr. Cabrera sobre la Mejora de la Infraestructura de la Antigua Concesión Petroecuador-Texaco.”
- Decreto 2635 Normas para el Control de la Recuperación de Materiales Peligrosos y el Manejo de los Desechos Peligrosos. 3 de Agosto de 1998.
- Decreto No 2982. Reglamento Ambiental para las Operaciones Hidrocarburíferas en el Ecuador. 24 de Agosto de 1995.
- El Mundo Periódico (Venezuela), 18 de Abril del 2001
- Exploration and Production Forum. (April 1991) Oil Industry Operating Guideline for Tropical Rainforests.
- 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.
- Fagan, D. “Achieving Restitution: The Potential Unjust Enrichment Claims of Indigenous Peoples against Multinational Corporations,” *New York University Law Review*, 76 (2001), pp. 626-664.
- Fugro-McClelland West. 1992. Environmental Field Audit for Practices 1964 - 1990, Petroecuador-Texaco Consortium, Oriente, Ecuador. Final. Prepared for Texaco Petroleum Company, Coral Gables, FL. October.
- González, A.; Maldonado, F.; Mejía, L.; “Memoria explicativa del mapa general de suelos del Ecuador,” Sociedad Ecuatoriana de la Ciencia del Suelo, Quito, 1986.
- Gulley, D. *et al.*, “A Statistical Model to Predict Toxicity of Saline Produced Water to Freshwater Organisms,” presented at the International Produced Water Symposium, San Diego, 1992.
- HBT Agra, 1993, “Environmental Audit and Assessment of the Petroecuador-Texaco Consortium Oil Fields Unit June 30, 1990” [Auditoría y evaluación ambiental de la Unidad de Campos Petrolíferos del Consorcio Petroecuador-Texaco], HBT Agra Limited, Alberta, Canadá, octubre de 1993.

-
- Hinchee, R., “Refutación del procedimiento empleado por el Sr. Cabrera para determinar la supuesta necesidad de remediación y sus costos”, (2008).
- ICF Consulting, “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 Plants for 1995,” May 2000.
- International Association of Oil and Gas Producers, “Environmental Performance in the E&P Industry, 2003 Data” Report No. 359 (December 2004).
- IOCC, 1983, “1983 Legal Report of Oil and Gas Conservation Activities,” Interstate Oil Compact Commission, Oklahoma City, Oklahoma.
- Kanner, A. “Unjust Enrichment in Environmental Litigation,” *Journal of Environmental Law and Litigation*, 20 (2005), pp. 111-156.
- LADOC, 1986. Amendment to Statewide Order No. 29-B. Louisiana Department of Conservation, Office of Conservation, Baton Rouge, LA. 20 January 1986.
- Louisiana State University, 2005, “Atlas: Louisiana Statewide Graphical Information System (GIS), <http://atlas.lsu.edu/>; Bases de Datos Oil and Gas Wells (North La. and South La.).
- Ministerio de Agricultura, Republica de Colombia, Decreto 1594 del 26 de Junio de 1984.
- Petroecuador, 2003, Control Diario de Reinyeccion de Agua Desde el Primero de Enero al 18 de Diciembre, Año 2003.*
- Petroecuador, 2007, Resumen Ejecutivo Semestral de Enero a Junio del 2007, Ingeniería de Petróleos del Distrito Amazónico, Año 2007*
- Petroecuador, 2008, <http://www.petroecuador.com.ec/Publicaciones/InformacionTecnica/index.htm>.
- Prieto Riguard, W., 2006, “Quema de Gas y Venteo en Ecuador,” Dirección Nacional de Hidrocarburos, Ministerio de Energía y Minas, Conferencia del Global Gas Flaring Reduction Partnership en Ecuador, September 26, 2006
- Podolosky, M. “The Use of the Discount Rate in EPA Enforcement Actions,” *Case Western Reserve Law Review*, 52 (2002), pp. 1009-1032.
- Pohl, J. and N. Soelberg, “Evaluation of the Efficiency of Industrial Flares: Flare Head Design and Gas Composition “(report 600/2-85-106), U.S. Environmental Protection Agency (September 1985).
- Reglamento Ambiental para las Actividades Hidrocarburíferas en el Ecuador. 6 de Marzo de 1992.
- Section 403, Federal Water Pollution Control Act (As Amended Through P.L. 107–303, November 27, 2002).
- Speer, J. G., 1999, “Flare Pit Waste in Western Canada: A Characterization Mechanism to Enhance Flare Pit Sludge Remediation Efficiency,” Department of Civil Engineering, University of Calgary, Calgary, Alberta
- Texas Sunset Advisory Commission, 1983, Report on Energy Regulatory Agencies to the Governor of Texas and the 68th Legislature, 135, January 1983
- TRRC, 1984. Conservation Rules and Regulations, 16 TAC §3.8 Water Protection, Adopted Rules, 9 TexReg 1549. Railroad Commission of Texas, Oil and Gas Division, Austin, Texas, 16 March 1984.
- 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.
- USEPA, 1987a, “Report to Congress: Management of Wastes from the Exploration, Development, and Production of Crude Oil, Natural Gas, and Geothermal Energy, Volume 1 of 3, Oil and Gas,” United States Environmental Protection Agency, Washington DC.

-
- USEPA, 1987b, "Report to Congress: Management of Wastes from the Exploration, Development, and Production of Crude Oil, Natural Gas, and Geothermal Energy, Volume 3 of 3, Appendices," United States Environmental Protection Agency, Washington DC.
- USEPA, 1991, "Handbook, Control Technologies for Hazardous Air Pollutants," EPA/625/6-91/014, U.S. Environmental Protection Agency, Washington, DC, June 1991.
- 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.
- 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.
- Wakim, P.G., 1987, "API 1985 Production Waste Survey, Statistical Analysis and Survey Results, Final Report," American Petroleum Institute, Washington, DC, October 1987.
- Woodward-Clyde International, 2000. "Remedial Action Project, Oriente Region, Ecuador. Final Report, Volume I of II," prepared for Texaco Petroleum Company. Denver, CO. May.

Dr. Douglas Southgate

Department of Agricultural, Environmental, and Development Economics
The Ohio State University, 2120 Fyffe Road, Columbus, OH 43210-1067
Tel 614.292.2432 Fax 614.292.4749 E-mail: southgate.1@osu.edu

Educación

Ph.D., Economía Agrícola, Universidad de Wisconsin, 1980.

B.S. (Honores), Economía, Universidad de Oregon, 1974.

Empleo

Profesor, Departamento de Economía Agrícola, Ambiental y de Desarrollo, Universidad Estatal de Ohio, desde 1980.

Director, Programa de Enseñanza, Departamento de Economía Agrícola, Ambiental y del Desarrollo, Universidad Estatal de Ohio, desde 1980.

Director, Programa de Estudios Latinoamericanos, Universidad Estatal de Ohio, 1994-1997.

Agencia de los Estados Unidos para el Desarrollo Internacional (USAID), Ecuador, 1990-1993.

Honores y Premios

Premio "Price" para la Asesoría de Estudiantes, Facultad de Ciencias Alimenticias, Agrícolas y Ambientales, Universidad Estatal de Ohio, 2006.

Premio "Pomerene" para la Enseñanza, Facultad de Ciencias Alimenticias, Agrícolas, y Ambientales, Universidad Estatal de Ohio, 2003.

Premio de Mérito Internacional, Gamma Sigma Delta, Universidad Estatal de Ohio, 1999.

Socio, Instituto de Estrategias Agropecuarias, Quito, Ecuador, 1993.

Socio Asociado, London Environmental Economics Centre, 1988.

Phi Beta Kappa, Universidad de Oregon, 1974.

Servicio Profesional

Miembro de la Junta Editorial, *International Journal of Agricultural Resources, Governance, and Ecology*, 2000–2008.

Director del Comité Técnico, Programa de Apoyo Cooperativo de Investigación de la USAID para la Agricultura y Manejo de Recursos Naturales Sostenibles, 1999-2003.

Miembro de la Junta Directiva, FINCA-Ecuador (micro-banco), 1997-2003.

Miembro de la Junta Editorial, *Environment and Development Economics*, 1996–2009.

Miembro del Panel de Selección de Becas Fulbright, Instituto de los Estados Unidos para la Educación Internacional, 1996–1998.

Secretario, Vice Presidente, y Presidente, Consorcio de las Políticas Ambientales, 1995-1997.

Miembro del Directorio de Ecosistemas Tropicales, Programa de los Estados Unidos para el Hombre y la Biosfera, 1989-1990.

Cursos Dictados

AED Econ 200, Introducción a la Economía Alimenticia y de Recursos.

AED Econ 280, La Economía Alimenticia Global.

AED Econ 531, Economía Ambiental.

AED Econ 535, Economía de Desarrollo.

AED Econ 538, Desarrollo Económico de América Latina.

AED Econ 597, Población, Agricultura, y Medio Ambiente.

AED Econ 802, Metodologías Cuantitativas para la Administración.

AED Econ 831, Economía Ambiental.

Estudios Internacionales 240, Introducción a América Latina.

Matemáticas 634, Programación Lineal.

Proyectos de Investigación (Investigador Principal para todos los siguientes proyectos, con la excepción del primero)

Nombre	Auspiciador	Años	Presupuesto
Making Nature Count in Col. & Ec.	Fundación MacArthur	2007-2008	\$250.000
Rur. Poverty & Env'l Services	USAID	2006	\$7.100
Payments for Watershed Services	USAID	2005-2006	\$98.000
Watershed Dev't in Ecuador	USAID	2003-2004	\$59.000
Ecuadorian Timber Markets	USAID	1997-1998	\$75.000
Lat. Am. Field Research	Fundación Tinker	1994-1996	\$45.000
Env. Pol. Analysis in Ecuador	USAID	1992-1993	\$286.000
Big Darby Benefit-Cost Analysis	Nature Conservancy	1989-1990	\$20.000
Tropical Forest Management	Fundación Noyes	1986-1989	\$35.000
Piketon Ind. Park Feasibility	Condado Pike, Ohio	1984	\$60.000
Akron Sludge Management	USEPA	1981-1983	\$160.000

Publicaciones Seleccionadas

Southgate, D., D. Graham, and L. Tweeten. *The World Food Economy*. Malden: Basil Blackwell, 2006.

González-Vega, F., J. Rodríguez-Meza, D. Southgate, and J. Maldonado. "Poverty, Structural Transformation, and Land Use in El Salvador," *American Journal of Agricultural Economics*, 86:5 (2004) 1367-1374.

Southgate, D. *Tropical Forest Conservation: An Economic Analysis of the Alternatives in Latin America*. New York: Oxford University Press, 1998.

Southgate, D. and M. Whitaker. *Economic Progress and the Environment: One Developing Country's Policy Crisis*. New York: Oxford University Press, 1994.

Southgate, D. "Tropical Deforestation and Agricultural Development in Latin America," in K. Brown and D. Pearce (eds.), *The Causes of Tropical Deforestation*. London: University College London Press, 1994.

Southgate, D., R. Sierra, and L. Brown. "A Statistical Analysis of the Causes of Deforestation in Eastern Ecuador," *World Development*, 19:9 (1991) 1145-1151.

Estudiantes de Pos-Grado Asesorados: J. Arar, D. Azdan, B. Bashaasha, I. Diaz-Rodriguez, S. Lowder y F. Rodriguez, todos con Ph.D., y 15 estudiantes de M.S.

Consultorías Internacionales: En Bolivia, Brasil, Colombia, Costa Rica, Chile, Ecuador, El Salvador, Guatemala, Honduras, Perú, República Dominicana, St. Kitts-Nevis, Tanzania y Venezuela para el Banco Mundial, el Banco Inter-Americano para el Desarrollo, USAID, y la Fundación Ford.

Idiomas: Español y Portugués.

Diciembre de 2007

John A. Connor, P.E., P.G., D.E.E.

Resumen Biográfico

El Sr. Connor es el Presidente de Groundwater Services, Inc. (GSI), en Houston, Texas. Él recibió su grado de maestría en Ingeniería Civil en la Universidad de Stanford y tiene más de 26 años de experiencia en ingeniería ambiental, con especialización en investigación ambiental de sitios, evaluación de riesgos ambientales y humanos, y diseño de acciones correctivas. El Sr. Connor tiene licencia profesional en Ingeniería (P.E.) y licencia profesional en Geociencia (P.G.), y es un Diplomado de la Academia Americana de Ingeniería Ambiental (D.E.E.). Él ha servido como instructor en Hidrología de Aguas Subterráneas en la Universidad de Houston, es un Instructor Certificado para la Iniciativa en Entrenamiento en Acciones Correctivas con Criterio de riesgo de EPA/ASTM (RBCA), y ha servido como consultor técnico en el desarrollo de programas normativos basados en criterios de riesgo en aproximadamente 15 Estados en los EE.UU., así como Canadá, y Puerto Rico y Latinoamérica. Él ha desarrollado y presentado cursos de entrenamiento sobre las reglas del Programa de Reducción de Riesgos de Texas (TRRP) a los empleados de la comisión para calidad ambiental de Texas (TCEQ) y a más de 2000 empleados de compañías consultoras y de la industria privada en el estado de Texas. Él es el autor principal del programa "RBCA Tool Kit for Chemical Releases," el software más utilizado para la evaluación de la remediación de agua subterránea y suelos. Además, él es el autor de numerosas publicaciones técnicas sobre atenuación natural, modelaje de transformación y transporte de químicos, evaluación del riesgo ambiental, y tecnologías de remediación, y ha desarrollado e impartido entrenamiento técnico en estos tópicos en EE.UU., Canadá, América Latina, Europa, y Asia. El Sr. Connor ha sido designado como perito en casos que involucran análisis forense de impactos ambientales; evaluación de daños a recursos naturales; remediación de problemas de polución del suelo, agua subterránea y agua superficial; y asignación de responsabilidad jurídica en proyectos en los EE.UU., Latinoamérica, y el Medio Oriente. Sr. Connor habla inglés y español.

Experiencia Profesional

Presidente – Ingeniero Ambiental y Geotécnico, Groundwater Services, Inc., Houston, Texas. 1986 al presente

Instructor, Programa de Graduados en Ingeniería Ambiental, Departamento de Ingeniería Civil, Universidad de Houston, Houston, Texas. 1988 - 1989

Gerente Geotécnico, S & B Engineering Inc., Houston, Texas. 1982 - 1987

Ingeniero de Proyectos Geotécnicos, Shannon & Wilson, Inc., Houston, Texas. 1980 -1982

Ayudante de Cátedra, Facultad de Ingeniería, Universidad de Stanford, Stanford, California. 1978 - 1980

Patentes

Connor, J.A., D.A. Clifford, P.T. King, "Method of Controlling the Production of Radioactive Materials from a Subterranean Reservoir," Patente Estadounidense 5,196,124, Fecha de Publicación: 23 de Marzo de 1992.

Connor, J. A., D. A. Clifford, P. King, "Method of Reducing the Level of Contaminant Materials in Produced Subterranean Reservoir Fluids," Commonwealth de Australia, Documento No. AU-B-39238/93, Número de Aceptación: 669361, Fecha de Publicación: 16 de Marzo de 1993.

Educación

M.S., Ingeniería Civil con especialización en Ingeniería Geotécnica, Universidad de Stanford, 1979.

Bachiller en Artes (B.A.), Inglés, grado con honores, Phi Beta Kappa, Universidad de Stanford, 1978.

Certificaciones y Afiliaciones Profesionales

Ingeniero con Licencia Profesional en el Estado de Texas, No. 62707

Geocientífico con Licencia Profesional en Ciencias del Suelo, Junta de Neocientíficos profesionales del Estado de Texas, Licencia No. 4266

Diplomado, Academia Americana de Ingenieros Ambientales

Certificación del Estado Texas para la Gerencia de Proyectos de Acción Correctiva en Tanques Subterráneos con Filtraciones (LPST). Registro No. CAPM00656

Presidente Pasado, Comité Local para Planificación de Emergencias de Houston (LEPC)

Instructor Certificado para la iniciativa de Entrenamiento de ASTM en Acciones Correctivas con Criterio de Riesgo (RBCA)

Antiguo Miembro de la Junta Directiva del Comité de Houston para el Desarrollo de la Tierra, Programa de EPA para Brownfields

Comité Asesor, Coalición de Ciudadanos para Asuntos Ambientales

Miembro, Grupo de Trabajo para la Evaluación de Riesgos Ecológicos, Programa de Reducción de riesgos de Texas

Miembro, Phi Beta Kappa Society

Publicaciones

Connor, J. A., F. Ahmad, K.C. Hamel, R.J. Pokluda, K. Ravishankar (2007), Practical Guidelines for Roadspreading of Exploration & Production (E&P) Wastes. 14th Annual International Petroleum Environmental Conference, Houston, Texas. November 6 – 9, 2007.

Newell, C.J., and J.A. Connor, 2006, "Strategies for Addressing Salt Impacts of Produced Water Releases to Plants, Soils, and Groundwater," American Petroleum Institute (API), Produced Waste Issues Group.

Connor, J. A., F. Ahmad, and T. E. McHugh (2006), Evaluation of Vapor Intrusion from a Subsurface Diesel Plume Using Multiple Lines of Evidence. Petroleum Hydrocarbons and Organic Chemicals in Ground Water: Prevention, Assessment, and Remediation Conference, Houston, Texas. November 6-7, 2006.

Connor, J. A., R.L. Bowers, S.I. Maberti, J.C. Mejia, K. Ravishankar, S.Y. Alvarez (2006), Use of Risk-Based Criteria for Characterization of Environmental Remediation Liabilities in Upstream Oil and Gas Production Facilities. 13th Annual International Petroleum Environmental Conference, San Antonio, TX. October 17-20, 2006.

Connor, J. A., C.J. Newell, H.H. Hopkins (2006). Practical Guidelines for Addressing Impacts of Produced Water Releases to Plants, Soil, and Groundwater. 13th Annual International Petroleum Environmental Conference, San Antonio, Texas. October 17-20, 2006.

Connor, J.A. (co-author), 2005, "Standard Guide for Application of Engineering Controls to Facilitate Use or Redevelopment of Chemical-Affected Properties, ASTM E2435-05," ASTM International, West Conshohocken, PA, July 2005.

Connor, J.A., F. Ahmad, and R.L. Bowers, 2005, "Technical Evaluation of Natural Resources Damage Assessments (NRDA) of Groundwater Resources," Proceedings of the National Ground Water Association (NGWA) Ground Water and Environmental Law Conference, Baltimore, Maryland, July 2005.

Connor, J.A., C.J. Newell, and D.L. Rowen, "Groundwater Remediation Strategies Tool", American Petroleum Institute, Regulatory Analysis & Scientific Affairs Department, Publication Number 4730, December 2003.

Connor, J.A., and T. E. McHugh, 2002, "Impact of Risk-Based Corrective Action (RBCA) on State Corrective Action Programs," Human and Ecological Risk Assessment, CRC Press.

Connor, J.A., R.L. Bowers, and T.E. McHugh, "RBCA Toolkit: Comprehensive Risk-Based Modelling System for Soil and Groundwater Cleanup," in Linders, J.B.H.J. (ed.), Modelling of Environmental Chemical Exposure and Risk, Kluwer Academic Publishers, The Netherlands, 2001.

Connor, J. A., T. E. McHugh, C. Clarke, P. Lewis, "TNRCC Texas Risk Reduction Program (TRRP) Training Seminar, Modules 1 - 3," course training materials, Groundwater Services, Inc., Houston, Texas, 2000.

Connor, J. A. and T. E. McHugh, "Risk-Based Decision-Making Performance Assessment Study: Study Results and Recommendations for RBDM Program Performance Monitoring," ASTM Technical Bulletin, USEPA Cooperative Agreement X825708-01, March 2000.

Connor, J. A., R. L. Bowers, J. P. Nevin, R. T. Fisher, "RBCA Tool Kit for Chemical Releases," Groundwater Services, Inc., Houston, Texas, 1999.

Connor, J.A., "User's Guide to Wisconsin Corrective Action Rules," Wisconsin Department of Natural Resources, Madison, Wisconsin, Publication No. RR-576-07, 1999 (pending).

Connor, J. A., and R. L. Bowers, "Guidelines for Risk-Based Corrective Action Modeling for Chemical Release Sites," Proceedings of the Petroleum Hydrocarbons and Organic Chemicals in Groundwater Conference, Houston, Texas, November 1998.

Connor, J.A., R.L. Bowers, S.M. Paquette, and C.J. Newell, "Soil Attenuation Model for Derivation of Risk-Based Soil Remediation Standards," National Groundwater Association, Proceedings of the Petroleum Hydrocarbons and Organic Chemicals in Groundwater Conference, Houston, Texas, November 1997.

-
- Connor, J.A., J.P. Nevin, M. Malander, C. Stanley, and G. DeVuall, "Tier 2 RBCA Guidance Manual for Risk-Based Corrective Action," Groundwater Services, Inc., Houston, Texas, January 1996, 126 p.
- Connor, J.A., "Wisconsin RBCA Fact Sheet," Wisconsin Department of Natural Resources, Madison, Wisconsin, 1996.
- Connor, J. A., C. J. Newell, M. W. Malander, "Parameter Estimation Guidelines for Risk-Based Corrective Action Modeling," National Groundwater Association, Proceedings of the Petroleum Hydrocarbons and Organic Chemicals in Groundwater Conference, Houston, Texas, November 1996.
- Connor, J.A., M. Malander, A. Guisseppi-Elie, "RBCA State Risk Policy/Strategy Issues Workbook," Groundwater Services, Inc., Houston, Texas, 1995, 44 p.
- Connor, J.A., J.P. Nevin, R.T. Fisher, R.L. Bowers, and C. J. Newell, "RBCA Spreadsheet System and Modeling Guidelines Version 1.0.," Groundwater Services, Inc., Houston, Texas, 1995.
- Connor, J. A. and D. A. Clifford, "NORM Waste Minimization Using In-Situ Treatment Method," The American Oil and Gas Reporter, December 1994.
- Connor, J.A., C.J. Newell, J.P. Nevin, and H.S. Rifai, "Guidelines for Use of Groundwater Spreadsheet Models in Risk-Based Corrective Action Design," National Ground Water Association, Proceedings of the Petroleum Hydrocarbons and Organic Chemicals in Ground Water Conference, Houston, Texas, November 1994, pp. 43-55.
- Connor, J.A., "Hydrogeologic Site Investigations," in P.B. Bedient, H.S. Rifai, and C.J. Newell, Ground Water Contamination: Transport and Remediation, Prentice Hall, Englewood Cliffs, NJ, 1994.
- Connor, J.A., D.A. Clifford, P.T. King, "In-Situ Method for Reducing the Production of Naturally-Occurring Radioactive Materials (NORM) from Subsurface Reservoirs," Proceedings of Petro-Safe '93, 4th Annual Environmental, Safety and Health Conference for Oil, Gas, and Petrochemical Industries, Houston, Texas, January 1993, Book 3, Volume IX, pp. 461-478.
- Connor, J.A., "GSI User's Guide: Texas Risk Reduction Rules for Closure/Remediation," Groundwater Services, Inc., Houston, Texas, 1993, 16 p.
- Connor, J.A., C.J. Newell, and D.K. Wilson, "Assessment, Field Testing, and Conceptual Design for Managing Dense Non-Aqueous Phase Liquids (DNAPLs) at a Superfund Site," Proceedings of the Conference on Petroleum Hydrocarbons and Organic Chemicals in Groundwater, National Water Well Association, Houston, Texas, November 1989.
- Connor, J.A., and J.B. Blackburn, "A Critical Examination of the Small Quantity Generator Exemption," State Bar of Texas Environmental Law Journal, Vol. 14, No. 3, June 1984.
- DeVuall, G., Ettinger, R., Hansen, E., MacDonald, R., Stanley, C., Johnson, P., Connor, J., and P. Nevin, "Tier 1 Guidance Manual for Risk-Based Corrective Action and Overview of the Process," Shell Oil Company, Houston, Texas, October 1995.
- Freeberg, K.M., P.B. Bedient, J.A. Connor, "Modeling of TCE Contamination and Recovery in a Shallow Sand Aquifer," Ground Water Journal, National Water Well Association, Vol. 25, No. 1, January-February 1987.
- McLeod, R.K. and J.A. Connor, "Impact of Environmental Regulations on Small Business," Proceedings of Haztech International Conference, Houston, Texas, February 1992, pp. 5B-1 to 5B-9.
- McHugh, T.E., J.A. Connor, and F. Ahmad, "An Empirical Analysis of the Groundwater-to-Indoor-Air Exposure Pathway: The Role of Background Concentrations in Indoor Air," *Environmental Forensics*, 5:33-44, 2004.
- McHugh, T.E., J.A. Connor, F. Ahmad, and C.J. Newell, "A Groundwater Mass Flux Model for Groundwater-to-Indoor Air Vapor Intrusion," in: V.S. Magar and M.E. Kelley (Eds.), *In Situ and On-Site Bioremediation—2003*, Proceedings of the Seventh International In Situ and On-Site Bioremediation Symposium, Orlando, FL; June 2003, published by Battelle Press, Columbus, OH, 2003.
- Nevin, J. P., C.J. Newell, J.A. Connor, T.E. McHugh, N.J. Novick, "Practical Methods for Demonstration of Groundwater Remediation by Natural Attenuation (RNA)," National Groundwater Association, Proceedings of the Petroleum Hydrocarbons and Organic Chemicals in Groundwater Conference, Houston, TX, November 1998.
- Newell, C.J., H.S. Rifai, J.T. Wilson, J.A. Connor, J.J. Aziz, M.P. Suarez, 2002. *Calculation and Use of First Order Rate Constants for Monitored Natural Attenuation Studies*, U.S. EPA Ground Water Issue, U.S. Environmental Protection Agency, EPA/540/S-02/500, November 2002.
- Newell, C.J. and J.A. Connor, "Characteristics of Dissolved Hydrocarbon Plumes: Results from Four Studies" American Petroleum Institute Society and Groundwater Task Force, 1999.
-

-
- Newell, C.J. and J.A. Connor, "Detection and Delineation of Subsurface DNAPL Distribution, " Water Environment Foundation DNAPL Preconference Seminar, WEF, New Orleans, LA., September 23, 1992.
- Newell, C.J. and J.A. Connor, "Assessment, Field Testing, and Conceptual Design for Managing Dense Nonaqueous Phase Liquids (DNAPLs) at a Superfund Site," EPA DNAPL Workshop, Dallas, Texas, R.S. Kerr Environmental Research Lab., U.S. EPA, April 1991.
- Newell, C.J., J.A. Connor, D.K. Wilson, and T.E. McHugh, "Impact of Dissolution of Dense Non-Aqueous Phase Liquids (DNAPLs) on Groundwater Remediation," Petroleum Hydrocarbons and Organic Chemicals in Groundwater, NWWA, Houston, Texas, November 1991.
- Newell, C.J., J.A. Connor, and D.K. Wilson, "Pilot Test for Evaluating the Effectiveness of Enhanced In-Situ Biodegradation for Soil Remediation," Petroleum Hydrocarbons and Organic Chemicals in Groundwater, NWWA, Houston, Texas, October 1990.
- Todd, D., J.A. Connor, and J. Hope, "Houston Report: Air Quality, Water Quality, Solid Waste Management," Citizens Environmental Coalition, Houston, Texas, January 1986.
- Yare, B.S., J.A. Connor, and D.J. Schaezler, "Organic Contaminant Control in a Gulf Coast Aquifer," Proceedings of the Fourth National Symposium on Aquifer Restoration and Groundwater Monitoring, National Water Well Association, May 1984.

Douglas MacNair, Ph.D.

Resumen Biográfico

El Dr. MacNair es el Líder de Práctica (Practice Leader) de Soluciones Gerenciales y Manejo de Riesgo para ENTRIX, Inc. Este trabajo ayuda a los clientes en la valoración de servicios ambientales y de los recursos naturales en la toma de decisiones. El Dr. MacNair ayuda a los clientes de industrias en la identificación y administración de la sostenibilidad gerencial, utilizando el análisis "multi-criterio" en la evaluación y priorización de los riesgos financieros, de salud humana, ambiental, y de reputación empresarial. Facilita los grupos de enfoque de los ejecutivos y equipos profesionales de corporaciones para el desarrollo de estrategias para el manejo del riesgo. Además, desarrolla análisis detallado de costo-beneficio que incluyen los valores recreacionales, como los relacionados a la pesca, la caminata y la caza.

El Dr. MacNair es un economista ambiental con mucha experiencia en la evaluación de los daños a los recursos naturales. Ha dirigido muchos estudios de esta categoría de daños, los cuales han involucrado el recogimiento de datos originales y la aplicación de la técnica de transferencia de beneficios. Ha diseñado encuestas de recreación, ha administrado la recopilación de datos a mayor escala, ha diseñado y estimado modelos econométricos y ha participado en negociaciones sobre el uso de recursos naturales. Entre los casos legales que tienen que ver con daños a recursos naturales están:

El Río Fox en Wisconsin;

El Lago Hartwell en Georgia y Carolina de Sur; y

el Lago Ontario, en Nueva York.

El Dr. MacNair tiene más que 25 años de experiencia. Los resultados de sus investigaciones han sido publicados en revistas académicas como *Land Economics*, *Forest Economics*, y *Marine Resource Economics*.

Experiencia Profesional

Vicepresidente, ENTRIX Inc., Raleigh, Carolina de Norte, 2007 – Presente.

Vicepresidente y Economista Principal, Triangle Economic Research (una compañía ARCADIS), Cary, Carolina de Norte, 2006 – 2007.

Vicepresidente, Triangle Economic Research (una compañía BBL), Durham, Carolina de Norte, 2001 – 2006.

Economista, Triangle Economic Research, 1997 – 2001.

Consultor Independiente, Durham, Carolina de Norte, 1990 – 1996.

Director Asociado para la Investigación Económica, Asociación Nacional de Comerciantes de Acciones, Washington, 1981 – 1990.

Economista, Comisión Estadounidense de las Acciones y Bolsas, Washington, 1981.

Economista, Comisión Presidencial para la Revisión de los Impactos de Ayuda Federal, Washington, 1980 – 1981.

Educación

B.A. en Historia, Universidad Estatal de Nueva York en Fredonia, 1978.

M.A. en Economía Aplicada, Universidad Estatal de Nueva York en Binghamton, 1980.

Ph.D. en Economía, Universidad Estatal de Carolina de Norte, Raleigh 1996.

Docencia

Profesor Adjunto, Facultad de Economía Agrícola y Ambiental, Universidad Estatal de Carolina de Norte, Raleigh.

Instructor Visitante, Escuela del Medio Ambiente, Universidad de Duke, Durham, Carolina de Norte.

Afiliaciones y Honores

Consejo para la Sostenibilidad Empresarial de Carolina de Norte.

Asociación de los Economistas Ambientales y de Recursos Naturales.

Beca de los Ex-Alumnos de la Universidad Estatal de Carolina del Norte, 1991.

Publicaciones

MacNair, D.J. and Desvousges, W.H., 2007. The Economics of Fish Consumption Advisories: Insights from Revealed and Stated Preference Data. *Land Economics*. 83(4): 600-616.

Bingham, M.F, J.P. Prestemon, D.J. MacNair, and R. Abt. 2003. Market structure in U.S. Southern Pine Roundwood Market. *Journal of Forest Economics* 9(2): 1-21.

MacNair, D.J. and S.D. Cox. 2000. A heteroskedastic nested random utility model. *Marine Resource Economics* 14: 333-341