

**RESPUESTA A LA PROPUESTA DEL SR. CABRERA
SOBRE LA MEJORA DE LA INFRAESTRUCTURA DE LA
ANTIGUA CONCESION PETROECUADOR-TEXACO**

Región Oriente, Ecuador

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



29 de Agosto de 2008

Volumen 1 de 1

John A. Connor, P.E., P.G., D.E.E.
William C. Hutton, P.E., R.P.L.S.



GSI Environmental, Inc.

2211 Norfolk, Suite 1000, Houston, Texas 77098-4054

Tel: (713) 522-6300 Fax: (713) 522-8010



**Respuesta a la Propuesta del Sr. Cabrera
sobre la Mejora de la Infraestructura de la
Antigua Concesión Petroecuador-Texaco**

Maria Aguinda y Otros vs. ChevronTexaco
Corporation,

Corte Superior de Justicia de Nueva Loja, Ecuador, Juicio No.
002-2003

Preparado para:
Chevron Corporation

Preparado por:

GSI Environmental Inc.
2211 Norfolk, Suite 1000
Houston, Texas 77098-4054
713/522-6300

Wm C. Hutton Consultants, Inc.
4809 St. Andrews Drive
College Station, Texas 77845

GSI Job No.: G-2841-506
Emitido: 29 de Agosto de 2008

Resúmenes Curriculares de los Autores

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

John A. Connor: es el presidente de la Compañía GSI Environmental, Inc. (GSI) en Houston, Texas, EE.UU. y cuenta con más de 28 años de experiencia profesional en ingeniería ambiental, con especialización en las áreas de investigación ambiental, caracterización de los recursos de agua, evaluación de riesgos humanos y ecológicos, y el diseño e implementación de acciones de remediación, particularmente en el campo petrolero y las plantas petroquímicas. El Ingeniero 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 Estadounidense de Ingeniería Ambiental (D. E. E. – por sus siglas en inglés).

El Ingeniero Connor recibió el título de Maestría en Ciencias en Ingeniería Civil de la Universidad de Stanford en 1979, y trabajó como Profesor en el Programa de Postgrado en Ingeniería Ambiental de la Universidad de Houston. Por contrato con la Agencia de Protección Ambiental de los Estados Unidos (USEPA – por sus siglas en inglés) y la Sociedad Estadounidense de Pruebas y Materiales (ASTM – por sus siglas en inglés), el trabajó como Instructor Certificado para la Iniciativa Nacional de Capacitación y Entrenamiento en Acción Correctiva Basada en evaluación del Riesgo (RBCA – por sus siglas en inglés), y ha llevado a cabo la capacitación y entrenamiento y/o asistido en el desarrollo de programas reglamentarios basados en riesgo en aproximadamente 15 estados en los Estados Unidos.

El Ingeniero Connor es el autor de numerosas publicaciones de carácter técnico relacionadas con la investigación de recursos de agua, 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 en el extranjero. Durante sus 28 años de experiencia en el campo ambiental, él ha realizado investigaciones ambientales en numerosas instalaciones en campos petroleros en los Estados Unidos, Canadá y América Latina. El currículo completo del Ing. Connor se encuentra en el Adjunto M de este informe.

Certificación por parte del Sr. Connor:

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

Firma del Autor: _____

Fecha: 29 de agosto del 2008

William C. Hutton, P.E., R.P.L.S.:

William C Hutton: es presidente de Wm C. Hutton Consultants, Inc. en College Station, Texas, y tiene más de 40 años de experiencia en ingeniería ambiental, en la industria petrolera y química, con especialización en el desarrollo de energía renovables de la industria del petróleo y el gas en Ecuador, Indonesia y los Estados Unidos. Su experiencia también incluye la supervisión de estudios piloto de laboratorio sobre tratabilidad, procesos y diseños de ingeniería de sistemas de tratamiento; Director de Asuntos Ambientales de una corporación internacional integrada, sobre la producción química y de petróleo y gas; y fue Gerente General de una compañía petrolera internacional. El Ingeniero Hutton es un ingeniero profesional registrado (P.E., por sus siglas en inglés) y topógrafo profesional registrado (R.P.L.S., por sus siglas en inglés).

El Ingeniero Hutton recibió su título de Bachelor en Ciencia en Ingeniería Civil (B.S., por sus siglas en inglés) y Bachelor en Administración de Negocios (B.B.A., por sus siglas en inglés) de la Universidad de Texas A&M en 1964, y una Maestría en Ingeniería Civil y Ambiental de la Universidad de Houston en 1970. El Ingeniero Hutton ha sido expositor invitado en auditorios internacionales en Washington D.C., y director del comité técnico de la asociación de intercambio comercial.

El Ingeniero Hutton ha sido autor de numerosas publicaciones técnicas, incluyendo el artículo más reconocido de la Federación del Agua y el Medio Ambiente (Medalla Willem Rudolf), y “Desarrollo de Recursos Renovables en la Selva Ecuatoriana”, Sociedad de Ingenieros Petroleros, Dallas, Texas. El currículum completo del Ing. Hutton se encuentra en el Adjunto M de este informe.

Certificación por parte del Sr. Hutton:

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

Firma del Autor: _____

Fecha: 29 de agosto del 2008

Respuesta a la Propuesta del Sr. Cabrera sobre la Mejora de la Infraestructura de la Antigua Concesión Petroecuador-Texaco

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

Índice

1.0	Resumen Ejecutivo	1
2.0	Resumen de Afirmaciones del Sr. Cabrera con Respecto a la Mejora de La Infraestructura Existente de Petroecuador	3
3.0	Refutación Detallada de las Afirmaciones del Sr. Cabrera con Respecto a la Infraestructura en la Antigua Concesión	4
4.0	Referencias	15

Lista de Figuras

Figura 1:	Producción de Petróleo y Gas en la Antigua Concesión Petroecuador-Texpet (1972 – 2006)
Figura 2:	Agua de Producción Generada en el Área de la Antigua Concesión (1972-2006)
Figura 3:	Producción de Gas Natural en el Área de la Antigua Concesión (1972 – 2006)
Figura 4:	Producción Acumulada de Gas Natural en Campos de la Antigua Concesión (1972 – 2006)

Lista de Adjuntos

Adjunto A:	Convenio Transaccional y Finiquito Entre el Estado Ecuatoriano y Texaco Petroleum Company, Noviembre 1995
Adjunto B:	Cálculo del Valor Actual de los Réditos Económicos Obtenidos por Petroecuador de 1992 a 2006
Adjunto C:	Resumen Ejecutivo Semestral de Enero a Junio de 2007, Ingeniería de Petróleos del Distrito Amazónico, Petroproducción 2007
Adjunto D:	Lista de Derrames Ocurridos en el Área de la Antigua Concesión, Medios de Comunicación Ecuatorianos, 1992 – 2008
Adjunto E	Quema y Venteo de Gas en el Ecuador; presentación del Ing. Washington Prieto Rigaud, Dirección Nacional de Hidrocarburos del Ministerio de Energía y Minas del Ecuador, 2006
Adjunto F:	Producción de Agua de Formación (BBL) Periodo 1972 – 1990, Corte Superior de Nueva Loja, Ministerio de Energía y Minas del Ecuador, Documento 129.713, sin fecha
Adjunto G:	Costos Actualizados Para Trabajos de Conversión de Pozos Productores de Petróleo a Inyectores de Agua de Formación, Dirección Nacional de Hidrocarburos del Ministerio de Energía y Minas del Ecuador, 2005

Respuesta a la Propuesta del Sr. Cabrera sobre la Mejora de la Infraestructura de la Antigua Concesión Petroecuador-Texaco

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

Lista de Adjuntos (*Continúa*)

- Adjunto H:** Resumen de los Detalles Históricos de Producción y Conversión de Pozos Inyectores Dentro del Área de la Antigua Concesión, GSI Environmental Inc., 2008
- Adjunto I:** Costos de Inversión de los Equipos y Mano de Obra, Repotenciación de los Sistemas de Reinyección de Agua del Distrito Amazónico, Jaime Berrú, Petroproducción, sin fecha
- Adjunto J:** Ecuador en la Iniciativa Metano al Mercado – Sector Gas y Petróleo; presentación del Dr. Fernando Mogollón, Ministerio del Ambiente del Ecuador, Taller Sobre Transferencia de Tecnología Oil and Gas, Metano al Mercado y Reunión de Subcomité Técnico, Vistahermosa – México, Abril 2006
- Adjunto K:** Discusión Sobre el Error Matemático del Señor Cabrera en el Cálculo del Volumen de Gas Natural Dentro de la Antigua Concesión
- Adjunto L:** Costos para la Instalación de los Sistemas de Inyección de Agua de Producción Incurridos por Texpet en 1996 en la Antigua Concesión, Como Parte del Proyecto de Remediación; Woodward Clyde International, 1996
- Adjunto M:** Currículum Vitae de los Autores

Respuesta a la Propuesta del Sr. Cabrera sobre la Mejora de la Infraestructura de la Antigua Concesión Petroecuador-Texaco

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

1.0 RESUMEN EJECUTIVO

El informe del Sr. Richard Cabrera, emitido el 24 de Marzo de 2008, afirma que, para mejorar las operaciones actuales de Petroecuador con respecto a la protección del medio ambiente, Texpet debe pagar \$375 millones para renovar el sistema de inyección de agua de producción existente (\$124 millones) y extender el sistema de captación de gas natural co-producido (\$251 millones) en la antigua Concesión Petroecuador-Texpet. Esta propuesta del Sr. Cabrera está fuera del alcance de la Petición de los demandantes entregada a la Corte en octubre de 2003, la cual pide la evaluación de impactos posibles al medio ambiente relacionados con las operaciones históricas de Texpet. El juicio no tiene nada que ver con la infraestructura física del campo petrolero, misma que pertenece a Petroecuador, quien es el operador exclusivo de la antigua Concesión desde 1990 y único dueño desde 1992. Además, el "Convenio Transaccional y Finiquito" entre Texpet y el estado Ecuatoriano, que se firmó en noviembre de 1995, transfirió todo los activos de la antigua Concesión, incluso la infraestructura, a Petroecuador, y terminó cualquier obligación de Texpet con respecto a las operaciones y a la infraestructura de la misma, a cambio de un pago neto de \$1,05 millones por parte de Texpet.

Más aún, aparte de la irrelevancia de estos reclamos, el Sr. Cabrera presenta la idea absurda de que Texpet pague para mejorar o expandir el equipo que no solamente pertenece exclusivamente a Petroecuador, sino que además Petroecuador, como dueño exclusivo, ha usado para producir más de 1,2 mil millones de barriles de crudo y más de 260 mil millones de pies cúbicos de gas desde 1992, los que representan un valor de 57 mil millones de dólares. Esta propuesta irrazonable es comparable al caso hipotético de que Petroecuador hubiese manejado un vehículo por muchos años para después devolverlo al vendedor, pidiendo que se lo reemplace porque ahora está viejo. Por el contrario, usando el sentido común, se entiende que Petroecuador, como dueño y operador exclusivo de este equipo, ha recibido todas las ganancias y beneficios económicos relacionados, y además tiene la responsabilidad completa del mantenimiento, la mejora y la expansión de su propio equipo, como sea necesario para desarrollar y explotar el campo petrolero para su propio beneficio. Adicionalmente, los costos presentado por el Sr. Cabrera, específicamente los relacionados a la expansión de los sistemas de inyección de agua de producción y captación de gas, son erróneos e incoherentes con los costos actuales de desarrollo de este campo petrolero.

En esta refutación de las afirmaciones del Sr. Cabrera, presentamos información factual con respecto a los siguientes hallazgos principales, los que sirven para demostrar la naturaleza errónea y además absurda de estas imputaciones:

1) Petroecuador ha sido el operador exclusivo de la antigua Concesión por los últimos 18 años y ha participado y/o controlado las decisiones relacionadas a inversiones en mantenimiento, mejora y expansión de sus instalaciones de producción desde 1974.

- Petroecuador, como socio original del Consorcio desde 1974 y socio

mayoritario a partir de 1977, ha participado en, y/o ha controlado todas las decisiones relacionadas al desarrollo y operación de la antigua Concesión por 34 años. Además, Petroecuador ha sido el operador exclusivo de la antigua Concesión por los 18 últimos años, desde junio del 1990, así como su dueño exclusivo desde junio de 1992, con responsabilidad completa sobre las operaciones e infraestructura, sin participación de Texpet. Más aún, Petroecuador y el estado Ecuatoriano liberaron a Texpet de cualquier responsabilidad con respecto a las operaciones e infraestructura mediante el Convenio Transaccional y Finiquito de 1995, hecho que ignora el Sr. Cabrera.

- Petroecuador ha generado un significativo rédito económico de la operación de los campos petroleros y ha destinado una parte de estas ganancias para mejorar la producción de petróleo y gas, pero no en el mantenimiento apropiado de la infraestructura petrolera existente.
- De conformidad con el Contrato de Concesión de 1973, el estado Ecuatoriano conservó la propiedad exclusiva y el control sobre el destino del gas natural co-producido, sin ninguna participación por parte de Texpet.
- En contraste con las afirmaciones del Sr. Cabrera, el uso actual del gas co-producido en la antigua Concesión Petroecuador-Texaco, es igual al promedio de los otros campos petroleros en el Ecuador (es decir, aproximadamente 50%), según los datos oficiales de la Dirección Nacional de Hidrocarburos del Ministerio de Energía y Minas.

2) El costo de \$124 millones propuesto por Cabrera para mejorar el sistema de reinyección de agua de producción de las operaciones actuales de Petroecuador es irrelevante a las operaciones históricas de Texpet, tergiversa el valor de las instalaciones existentes y desestima las contribuciones financieras previas hechas por Texpet.

- Debido a la maduración natural del campo petrolero, así como las políticas de operación de Petroecuador, el volumen de agua de producción generado en la antigua Concesión se ha incrementado durante el periodo de las operaciones exclusivas de Petroecuador, alcanzando para 2003 un caudal diario 2 veces mayor al nivel máximo producido antes de 1990. Este volumen adicional, así como los equipos y costos asociados de manejarlo se relacionan exclusivamente a las operaciones de Petroecuador y no a las operaciones históricas de Texpet, durante las cuales no se requirió este equipo.
- La conversión de pozos petroleros que no están en producción a pozos de reinyección de agua de producción, en contraste con las afirmaciones del Sr. Cabrera, es una práctica estándar y apropiada en el campo petrolífero en todo el mundo, como se explica en detalle en las guías técnicas de la Agencia de Protección Medioambiental de los Estados Unidos (USEPA), el Instituto Americano de Petróleo (API) y otras agencias. Además, el Decreto Ecuatoriano 1215 (Reglamento Sustitutivo del Reglamento Ambiental para las Operaciones Hidrocarburíferas en el Ecuador) de Febrero de 2001, estipula que se reacondicionen pozos productores fuera de servicio para la inyección de agua de producción y que solo se perforen nuevos pozos inyectores *“cuando sea estrictamente necesario y ambientalmente justificable.”*
- El costo estimado presentado por el Sr. Cabrera para renovar el sistema de inyección de agua de producción existente es erróneo y exagera por un

factor de casi 3 veces el valor de los sistemas de inyección existentes. Además, el Sr. Cabrera ha incluido instalaciones fuera del área de las operaciones históricas de Texpet.

- El Sr. Cabrera ignora la inversión previa de \$6,1 millones realizadas por Texpet para la instalación del sistema actual de inyección.

3) El Sr. Cabrera propone que Texpet pague para la captación de un volumen de gas natural inexistente, del cual no hay ningún estudio de factibilidad y tampoco considera las rentas netas que se generarían.

- El Sr. Cabrera propone que Texpet pague para captar 40 millones de pies cúbicos al día (mmpcd) de gas natural que, de acuerdo a los registros oficiales de Petroproducción, no existe.
- El Sr. Cabrera no presenta ningún análisis económico para demostrar que es económicamente rentable captar las relativamente pequeñas cantidades de gas que se producen en los campos aparte de Shushufindi, que produce el 60% del total de gas de la Concesión, y donde ya existen plantas de captación de gas.
- La Planta de Gas de Shushufindi en la actualidad opera a tan solo un 40% de su capacidad real para la producción de gas licuado de petróleo (GLP); entonces, si hubiera gas adicional disponible, no se necesitaría construir más plantas de GLP o incurrir en los altos costos que propone el Sr. Cabrera para la captación y procesamiento de gas.
- Según el Sr. Cabrera, la captación de gas y su conversión subsiguiente en GLP es una empresa muy rentable, que genera aproximadamente \$2,6 millones el año por mmpcd de gas captado en la antigua Concesión. Por lo tanto, su propuesta de que Texpet pague \$251 millones para captar un volumen adicional de gas de 40 mmpcd generarían (si fuera físicamente posible y económicamente rentable) \$104 millones por año, de acuerdo a sus propias cifras, o \$1040 millones en el periodo de 10 años de operación proyectado por el Sr. Cabrera, los que representan una ganancia neta de \$789 millones. Sin embargo, aunque el Sr. Cabrera propone que Texpet financie este proyecto, él falla en acreditar a Texpet los réditos netos o indicar a quién irían estos beneficios.

4) En contraste con las afirmaciones del Sr. Cabrera, la quema de gas no utilizado en mecheros es una práctica común y segura que no debe causar la contaminación del aire.

- A nivel internacional, los mecheros son reconocidos por agencias gubernamentales de regulación como métodos eficientes y seguros para disponer el exceso de gases de hidrocarburos.
- Estudios realizados por la Agencia de Protección Ambiental de los Estados Unidos (USEPA), y otros organismos reguladores y científicos, han demostrado que los mecheros son altamente eficientes en la destrucción de gases de hidrocarburos, eficiencia que es generalmente de más del 98%, por lo cual comúnmente no causan daño al aire ambiental, como afirma el Sr. Cabrera sin fundamento técnico.

Por estas razones, encontramos que las afirmaciones del informe del Sr. Cabrera con respecto a los costos de la mejora de la infraestructura de la antigua Concesión no solamente son irrelevantes con este juicio, sino completamente erróneas y sin

fundamento técnico alguno. En resumen, la cantidad que Texpet debe pagar respecto a la infraestructura existente de la antigua Concesión es cero.

Un resumen de las afirmaciones del Sr. Cabrera con respecto a la infraestructura de la antigua Concesión se encuentra en la Sección 2.0 de este reporte, mientras que los hallazgos principales de nuestra evaluación se detallan en la Sección 3.0.

2.0 RESUMEN DE AFIRMACIONES DEL SR. CABRERA CON RESPECTO A LA MEJORA DE LA INFRAESTRUCTURA EXISTENTE EN LA ANTIGUA CONCESIÓN

En su “Informe Sumario del Examen Pericial” de fecha 24 de marzo de 2008 y en el Anexo S que acompaña a éste, el Sr. Cabrera afirma que, para limitar o eliminar la contaminación actual o futura en la antigua Concesión Petroecuador-Texaco, es imprescindible mejorar deficiencias en la infraestructura y las prácticas operacionales legadas por Texpet, específicamente con respecto al manejo del agua de producción y a la captación de gas, como se describen a continuación:

- **Manejo de Agua de Producción:** El Sr. Cabrera reconoce que ya existe la infraestructura para reinyectar toda el agua de producción de la antigua Concesión; sin embargo, afirma que la práctica de reacondicionar los antiguos pozos productores como pozos inyectores, como ha hecho Petroecuador, resulta en un sistema de reinyección propenso a fallar, ya que afirma que los antiguos pozos productores no están diseñados para soportar la presión de inyección, como se ha observado recientemente en el sitio del pozo Shushufindi 45A (Informe del Sr. Cabrera, 2008, pagina 50 de 60). Por eso, se necesita renovar el sistema de inyección existente para impedir la contaminación en el futuro, lo que, según el Sr. Cabrera, representa un proyecto que asciende a \$124 millones, incluyendo los siguientes componentes: i) optimizar los actuales sistemas para una vida útil de 10 años (\$52 millones); ii) instalar nuevos sistemas de inyección para cubrir las demandas insatisfechas en 4 campos petroleros (\$45 millones); iii) perforar dos nuevos pozos inyectores en Shushufindi (\$12 millones); y iv) repotenciar los sistemas actuales mediante el montaje de 4 mini estaciones de inyección (\$15 millones) (Informe del Sr. Cabrera, 2008, página 58; Anexo S, páginas 7 a 8).
- **Captación de Gas:** El Sr. Cabrera afirma que, debido al diseño original de la infraestructura dejada atrás por Texpet, todavía se quema la mayor parte del gas producido en la antigua Concesión, una práctica que, según el Sr. Cabrera, contamina el aire de la región, con consecuencias graves para el ecosistema y la salud humana (Informe del Sr. Cabrera, 2008, pagina 51 de 60). Para utilizar el gas quemado en la actualidad, el Sr. Cabrera propone captar y procesar 40 millones de pies cúbicos por día (mmpcd) adicionales para producir gas licuado de petróleo (GLP), un proyecto que, según sus cálculos, costaría \$126 millones para instalar y \$125 millones para operar por un periodo de 10 años, los que corresponden a un costo total de \$251 millones.

En total, el Sr. Cabrera concluye que Texpet debe pagar \$375 millones para mejorar la infraestructura existente en la antigua Concesión, la que pertenece exclusivamente a Petroecuador en la actualidad.

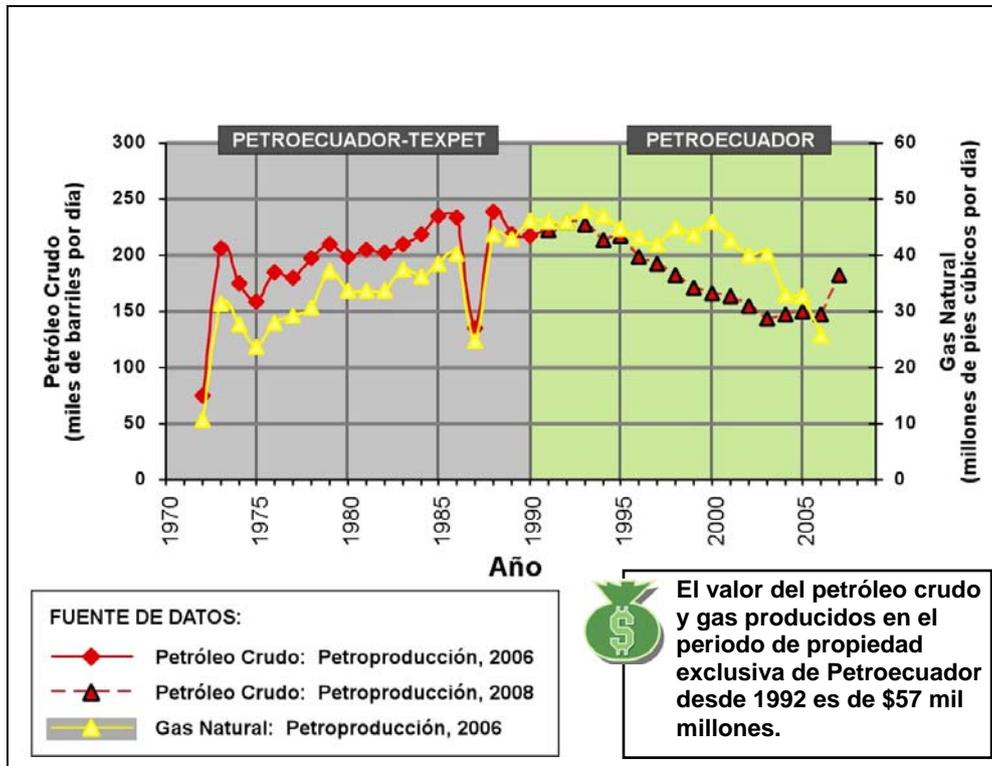
3.0 REFUTACION DETALLADA DE LAS AFIRMACIONES DEL SR. CABRERA CON RESPECTO A LA INFRAESTRUCTURA DE LA ANTIGUA CONCESIÓN

En base a la revisión de los reclamos del Sr. Cabrera, la información disponible sobre la construcción y operación de la antigua Concesión Petroecuador-Texaco en las últimas 4 décadas, y los acuerdos relacionados entre el estado Ecuatoriano, Petroecuador y Texpet, llegamos a las siguientes conclusiones principales:

1) Petroecuador Ha Sido el Operador Exclusivo de la Antigua Concesión por los Últimos 18 Años y Ha Participado o Controlado Todas las Decisiones Relacionadas a Inversiones en Mantenimiento, Mejora y Expansión de Sus Instalaciones de Producción desde 1974.

- ***Petroecuador ha participado en todas las decisiones relacionadas al desarrollo y operación de la antigua concesión desde 1974 y ha controlado las mismas desde 1977:*** Por mandato de la Ley de Hidrocarburos del Ecuador, de septiembre de 1971 y del Contrato del 16 de Agosto de 1973, toda la actividad de las concesionarias estuvo siempre sujeta al control y a la aprobación previa de varias entidades del estado Ecuatoriano y de la Empresa Estatal Petroecuador que poseía un porcentaje del 25% de la Concesión desde junio de 1974 y, posteriormente, mediante el Decreto Supremo No. 1438, publicado en el Registro Oficial del Ecuador del 18 de Mayo de 1977, se estableció como socio mayoritario en 1977, con 62,5% de los derechos de la Concesión. Texpet, como operador, siempre requería la pre-aprobación del estado Ecuatoriano y de su socio Petroecuador para todos los costos relacionados con la instalación, la operación y el mantenimiento de la infraestructura de los campos petroleros. Durante el período en el cual Texpet actuó como operadora del Consorcio, nunca tomó decisiones unilaterales con respecto a inversiones en infraestructura, incluyendo la instalación de los sistemas de inyección del agua o de las instalaciones de captación del gas.
- ***Petroecuador ha sido el operador exclusivo de la antigua Concesión desde Junio de 1990 y el dueño exclusivo desde Junio de 1992:*** Petroecuador asumió el control completo de las operaciones en la antigua Concesión el 30 de junio de 1990. En 1992, al término de la vigencia del Contrato de Concesión, las instalaciones fueron entregadas sin costo y en buenas condiciones al estado Ecuatoriano, por intermedio de Petroecuador, mediante Acta de Entrega-Recepción suscrita el 7 de junio de 1992, conforme a lo establecido en el Artículo 29 de la Ley de Hidrocarburos, Desde aquella fecha, la antigua Concesión ha sido de exclusiva responsabilidad y propiedad de Petroecuador. La participación de Texpet del 37,5% sobre los derechos de la Concesión terminó, al igual que su participación en las operaciones hidrocarburíferas y en los ingresos provenientes de la explotación del petróleo. Adicionalmente, desde el 17 de Noviembre de 1995, cuando se firmó el “Convenio Transaccional y Finiquito” entre Texpet y el estado Ecuatoriano, específicamente se “extinguieron” todos los derechos y obligaciones que cada una de las partes tuvo respecto a la otra según el contrato del 6 de agosto de 1973 (véase el Adjunto A), a cambio de un pago neto de \$1,05 millones por parte de Texpet, lo que confirma que Texpet no tiene ninguna responsabilidad con respecto a la infraestructura de Petroecuador. En tal virtud, el Sr. Cabrera no tiene argumentos legales para sugerir que Texpet pague por el mantenimiento ni la repotenciación de los equipos que Petroecuador mantiene operando desde 1990.

FIGURA 1: PRODUCCION DE PETROLEO Y GAS en la Antigua Concesión Petroecuador-Expet (1972 – 2006)



- Petroecuador ha generado un significativo rédito económico de la operación de los campos petroleros y ha destinado una parte de estas ganancias para mejorar la producción de petróleo y gas, pero no en el mantenimiento apropiado de la infraestructura petrolera existente:** Desde 1992 hasta la actualidad, Petroecuador ha producido más de 1200 millones de barriles de crudo y más de 260.000 millones de pies cúbicos de gas en la antigua Concesión, los que representan un valor actual que excede los \$57.000 millones (véase el Adjunto B). Se han perforado más de 270 nuevos pozos petroleros desde 1992, los cuales, a un costo promedio actual de \$2,7 millones por pozo (véase el Adjunto C), representan una inversión para mantener los niveles de producción de \$720 millones. Además, las 6 Unidades de Recuperación de gas licuado de petróleo (GLP) que se han construido en la antigua Concesión han permitido la captación de más de 11 mmpcd de gas natural, casi el 50% del volumen producido en la actualidad (véase la Figura 1), generando ganancias de \$28 millones por año, de acuerdo a la cifra citada por el Sr. Cabrera (Informe del Sr. Cabrera, 2008, Anexo S, pagina 9 de 11).

Sin embargo, al mismo tiempo, los registros de Petroecuador evidencian derrames muy frecuentes de petróleo crudo y agua de producción en el área de la antigua Concesión, reflejando un mantenimiento pobre de la infraestructura petrolera existente, y en particular en las líneas de flujo de los pozos, en las tuberías de los oleoductos secundarios y tubería que transporta agua de producción. Para el periodo comprendido entre 1992 y 2008, los medios de comunicación ecuatorianos reportaron gran cantidad de derrames, los cuales resultaron en un volumen total de 4,4 millones de galones derramados (véase el Adjunto D). Durante las inspecciones judiciales realizadas entre los años 2004 y

2007, se observó que ciertas plantas de tratamiento de agua de producción en las estaciones de producción estaban fuera de servicio debido a la corrosión excesiva de los tanques de tratamiento y tuberías, y además se observó que el agua de producción era inyectada en algunos puntos sin el necesario tratamiento y filtración previos, una práctica que ha contribuido a taponar prematuramente y disminuir la vida útil de algunos pozos inyectoros por parte de Petroecuador.

- ***De conformidad con el Contrato de Concesión, el estado Ecuatoriano conservó la propiedad exclusiva y el control sobre el destino del gas natural co-producido, sin ninguna participación por parte de Texpet.*** En cumplimiento con el Artículo 30 de la Ley de Hidrocarburos del Ecuador del 21 de Septiembre de 1971, la Cláusula 2.2 del Contrato de Exploración y Explotación de Hidrocarburos celebrado entre el estado Ecuatoriano, Ecuadorian Gulf Oil Company y Texaco publicado en el registro oficial 925 del 16 de agosto de 1973, claramente estipula que:

“El gas natural que obtengan en la explotación de yacimientos petrolíferos, los depósitos superficiales de asfaltos, tierras impregnadas de hidrocarburos y las sustancias asociadas a los mismos, son de propiedad exclusiva del Estado y su aprovechamiento se regirá por las regulaciones establecidas para cada caso en la Ley de Hidrocarburos.”

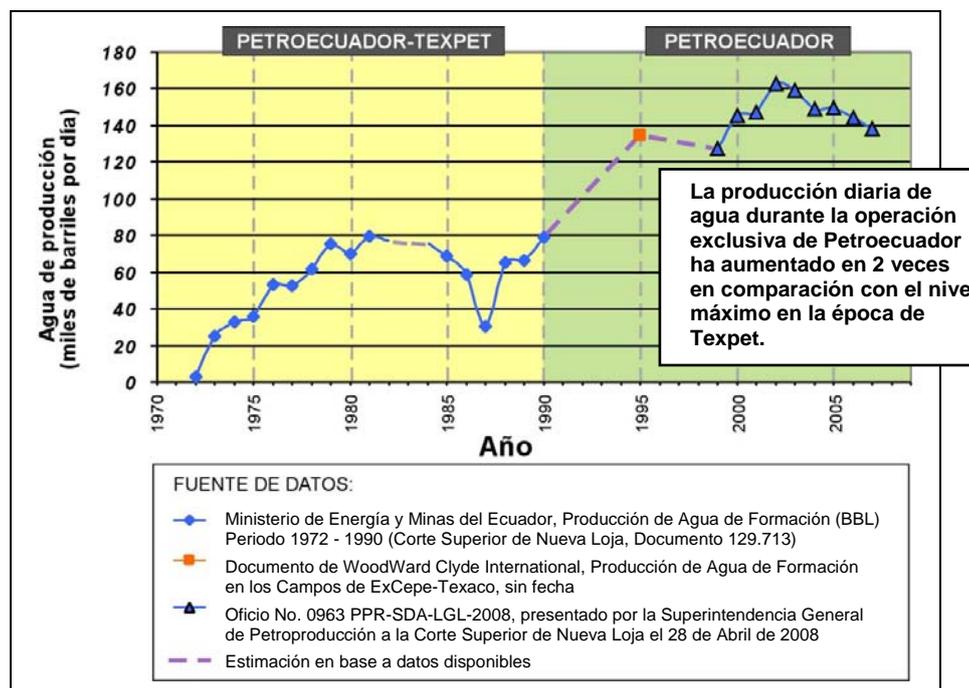
Más aún, el Contrato estipuló que el volumen de gas que Texpet consuma debía ser limitado a las cantidades necesarias para la operación del campo, y todo el gas remanente debía ser entregado a Petroecuador en las estaciones para su licuefacción, generación de energía eléctrica, comercialización u otros usos industriales. Además, según el Artículo 21 del Acuerdo 621 “Reglamento Ambiental Para las Actividades Hidrocarburíferas en Ecuador”, emitido en marzo de 1992, las regulaciones del estado Ecuatoriano han reconocido la quema de gas no utilizado, como una práctica necesaria y apropiada en el campo petrolero e incluso han establecido especificaciones técnicas por consideraciones de seguridad industrial, así como medioambientales.

- ***En contraste con las afirmaciones del Sr. Cabrera, el uso actual de gas co-producido en la antigua Concesión Petroecuador-Texaco es igual al promedio de los otros campos petroleros en el Ecuador:*** En el año 2006, aproximadamente el 49% de gas natural co-producido con el petróleo en todos los campos petroleros de Ecuador todavía fue quemado en mecheros (W. Prieto, Dirección Nacional de Hidrocarburos del Ministerio de Energía y Minas del Ecuador, 2006; véase el Adjunto E). El porcentaje promedio del gas que se usa en los campos de todo el país es 51%, un nivel casi idéntico al citado por el Sr. Cabrera para la antigua Concesión (es decir, 50%; véase el Informe del Sr. Cabrera, 2008, Anexo S, página 4 de 11). Además, hay varios operadores actuales de los campos petroleros Ecuatorianos desarrollados en años recientes, quienes, para el 2006, todavía utilizaban porcentajes de gas producido muy inferiores a los de la antigua Concesión (por ejemplo, City Oriente: 0%; EcuadorTLC: 0%; PetroOriente: 0%; Perenco Ecuador: <1%; Petrobell: 11%; Petróleos Sudamericanos: 0%; Sociedad Internacional Petrolera: 15%; y TECPEcuador: <3%; véase el Adjunto E). Por consiguiente, dado que en la antigua Concesión hoy en día se aprovecha una porción de gas superior a la de muchos otros campos más modernos, no existe ninguna base técnica para afirmar, como ha hecho el Sr. Cabrera, que la infraestructura dejada atrás por Texpet ha impedido el uso del gas producido por el estado Ecuatoriano por medio de Petroproducción.

- 2) El costo de \$124 millones propuesto por Cabrera para mejorar el sistema de reinyección del agua de producción de las operaciones actuales de Petroecuador es irrelevante a las operaciones históricas de Texpet, tergiversa el valor de las instalaciones existentes y desestima las contribuciones financieras previas hechas por Texpet.
- ***El volumen de agua de producción generado en la antigua Concesión se ha incrementado durante el periodo de las operaciones exclusivas de Petroecuador, requiriendo infraestructura que no era necesaria durante el periodo de las operaciones de Texpet:*** Como se ve en la Figura 2, los registros operativos del Ministerio de Energía y Minas de Ecuador (véase el Adjunto F) muestran que, durante el periodo en el que Texpet operó el campo (1972 a 1990), el volumen total de agua de producción generado en la antigua Concesión Petroecuador-Texpet era en promedio 56 miles de barriles por día. En cambio, durante el periodo de las operaciones exclusivas de Petroecuador (1990 a la actualidad), el volumen diario de agua de producción ha incrementado en más del 70% para 1995 y más del 100% para 2003, en comparación con el volumen máximo de 1990 y antes. Este incremento refleja no sólo el corte de agua ascendente asociado a un campo petrolífero maduro, sino también un problema en las prácticas operacionales de Petroecuador, las que aparentemente se han enfocado en tratar de aumentar la producción de crudo incrementando al doble el número de pozos productores (270 nuevos pozos petroleros desde 1992) en lugar de optimizar el manejo del yacimiento.

En términos simples, estos datos significan que el volumen de agua producido diariamente durante el período de la operación exclusiva de Petroecuador es hasta 2 veces mayor que el volumen máximo de agua producida durante el período de las operaciones de Texpet. Por consiguiente, Petroecuador ha tenido que tomar medidas para manejar dicho volumen excedente de agua, incluso la inversión en tanques de tratamiento, bombas y pozos de inyección, y estos costos adicionales se relacionan exclusivamente a las operaciones de Petroecuador y no a las operaciones históricas de Texpet, durante de las cuales este equipo no fue necesario.

FIGURA 2: AGUA DE PRODUCCIÓN Generada en el Área de la Antigua Concesión (1972-2006)



- La conversión de pozos petroleros que no están en producción a pozos de reinyección de agua de producción, en contraste con las afirmaciones del Sr. Cabrera, es una práctica estándar y apropiada en los campos petrolíferos en todo el mundo:** El Sr. Cabrera afirma que todos los pozos de reinyección de agua de producción actualmente operados por Petroecuador deben ser reemplazados debido a que estos pozos han sido convertidos de antiguos pozos de producción de petróleo y por lo tanto son inherentemente no confiables (Informe del Sr. Cabrera, 2008, página 50 de 60). Contradictoriamente a la opinión del Sr. Cabrera, la conversión de pozos de petróleo antiguos en pozos de inyección de agua de producción es y ha sido una práctica estándar, segura y apropiada, condicionada a que el pozo cumpla con ciertos criterios de operación y diseño (USEPA, 1987; API, 1995; Reynolds, R., 2003; IOGCC, 2006). Además, el Sr. Cabrera ignora que las mismas regulaciones Ecuatorianas estipulan que se reacondicionen pozos productores fuera de servicio para la inyección de agua de producción y que solo se perforen nuevos pozos inyectores en casos excepcionales:

e) Pozos para inyección: Para la inyección y disposición de desechos líquidos, se reacondicionará aquellos pozos que han dejado de ser económicamente productivos o que estén abandonados y, cuando sea estrictamente necesario y ambientalmente justificable se perforarán otros adicionales. [Artículo 57 del Decreto 1215, "Reglamento Sustitutivo del Reglamento Ambiental para las Operaciones Hidrocarburíferas en el Ecuador," emitido en 2001].

Tanto en el Ecuador como en todos los otros campos petrolíferos del mundo, la opción entre convertir un pozo existente o perforar un nuevo pozo para la inyección de agua de producción es una decisión económica, la cual depende en gran parte de la disponibilidad de pozos existentes que estén fuera de servicio

en la localización y de que estos tengan la profundidad apropiada. El perforar nuevos pozos de inyección cuando hay disponibilidad de pozos fuera de servicio, como lo sugiere el Sr. Cabrera, es una práctica derrochadora y altamente inusual, así como contradictorias con las directrices de las regulaciones ecuatorianas. Además, el costo que el Sr. Cabrera propone para perforar 2 pozos en el campo Shushufindi (\$6 millones por pozo, véase el Informe del Sr. Cabrera, Anexo S, Tabla 2) excede ampliamente el costo promedio actual para perforar un pozo en la antigua Concesión (es decir, \$2,7 millones en promedio en junio de 2007), así como también el costo actual para convertir un pozo de petróleo fuera de servicio en pozo inyector usando métodos apropiados de diseño y construcción, cuyo valor promedio es de \$400.000 (véase los Adjuntos C y G).

- **El costo estimado presentado por el Sr. Cabrera para renovar el sistema de inyección de agua de producción existente no tienen ninguna base técnica, es erróneo y exagera por un factor de más de 4 veces el valor de los sistemas de inyección existentes:** El Sr. Cabrera presenta un costo estimado de \$124 millones para renovar los sistemas existentes de manejo de agua de producción usados por Petroecuador (Informe del Sr. Cabrera, 2008, Anexo S, Tabla 2), el que se basa en las siguientes acciones supuestamente propuestas por Petroecuador:

Proyecto	Costo (\$ millones)
1) Optimización de los Actuales Sistemas de Reinyección de Agua: Modernizar los actuales sistemas de separación y reinyección, cubrir demanda para próximos 10 años	52
2) Nuevas Facilidades de Reinyección: Cubrir demanda no satisfecha en los campos Sacha, Libertador, Lago Agrio y Auca.	45
3) Reinyección Área Shushufindi: Perforación de 2 pozos reinyectores (SSFRW3 y SSFRW4) para incrementar la capacidad de inyección en 20000 barriles de agua por día.	12
4) Repotenciación de Reinyección: Repotenciar los sistemas actuales de reinyección por medio del montaje de mini-estaciones de reinyección SEC-25, PIC-03, AUC-55, y Estación Cuyabeno.	15
Costo total de los proyectos propuestos:	\$124 millones

Aunque el Sr. Cabrera no proporciona ninguna información para respaldar el supuesto costo o el alcance de estos proyectos, la información disponible es suficiente para demostrar que estos costos son erróneos y/o no tienen que ver con las operaciones de Texpet, como se explica a continuación:

- Los proyectos propuestos por el Sr. Cabrera se encuentran fuera del área de la antigua Concesión y/o de las operaciones históricas de Texpet: Los proyectos de expansión y renovación propuestos por el Sr. Cabrera pertenecen en gran parte a instalaciones que están fuera de la Concesión que Texpet operó; específicamente, Libertador, Cuyabeno, Pucuna, la SEC-25 y PIC-03 pertenecen exclusivamente a las operaciones de Petroecuador sin participación de Texpet. Además, el número de pozos de inyección existentes (31) presentado por el Sr. Cabrera, los que supuestamente están asociados con el área de la antigua Concesión, es también erróneo. Para el año 2003, de los 34 pozos de inyección de agua de producción usados por Petroecuador, solo 21 fueron empleados para el manejo del agua de producción en la antigua Concesión (Petroproducción, 2003, "Control Diario de Reinyección de Agua desde 1ro. de Enero al 18 de Diciembre, Año

2003”). Aparte de lo absurdo de que Texpet pague para el mantenimiento y ampliación de infraestructura que pertenece exclusivamente a Petroecuador, es aún más irrazonable proponer cobrar a Texpet para “modernizar” o “repotenciar” sistemas que no tienen nada que ver con sus operaciones históricas.

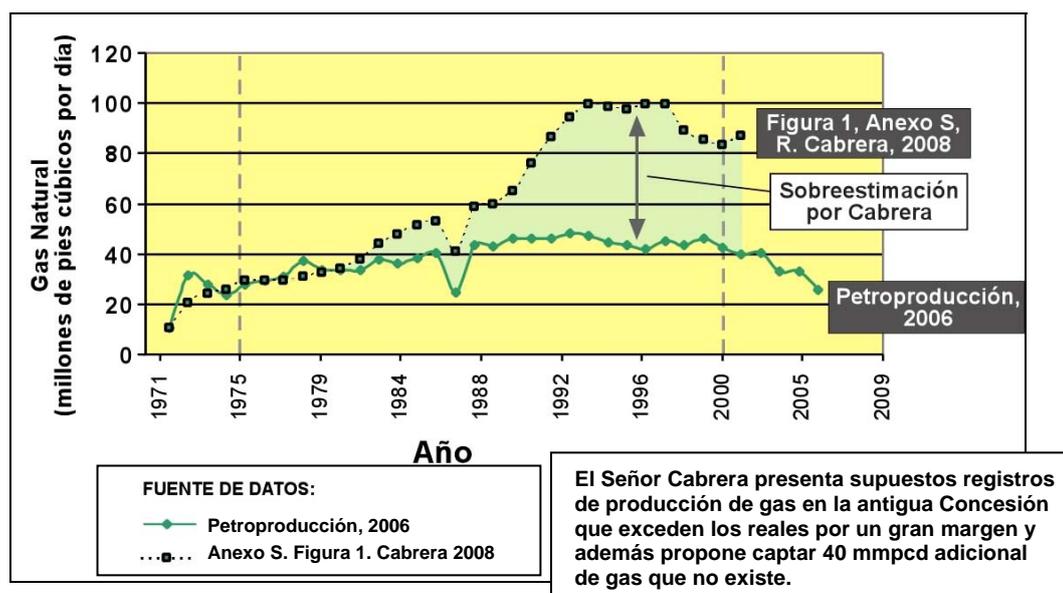
- ii) El costo presentado por el Sr. Cabrera para la “repotenciación de reinyección” en 4 mini-estaciones es 5 veces su valor real: El costo presentado por el Sr. Cabrera para el supuesto proyecto de Petroecuador para el “montaje de mini estaciones de reinyección SEC-25, PIC-03, AUC-05, y Estación Cuyabeno” (Informe del Sr. Cabrera, 2008, Anexo S, Tabla 2, páginas 7 y 9 de 11) ha sido exagerado hasta en 5 veces su valor real. Específicamente, mientras que el Sr. Cabrera indica un costo de \$15 millones, según Petroecuador, este mismo proyecto solo costaría \$3,3 millones (véase el Adjunto I).
 - iii) El costo estimado presentado por el Sr. Cabrera para perforar nuevos pozos inyector es más de 2 veces mayor al costo real de perforar tales pozos en la antigua Concesión: El Sr. Cabrera presenta un costo estimado para perforar 2 nuevos pozos inyector es en el campo Shushufindi de \$6 millones por pozo (véase el Informe del Sr. Cabrera, Anexo S, Tabla 2), costo que no solamente está ampliamente fuera del rango de los costos reales sino más de 2 veces superior al costo promedio actual para perforar un pozo en la antigua Concesión según los registros de Petroecuador (es decir, \$2,7 millones en promedio en junio de 2007; véase el Adjunto C).
 - iv) El costo total de \$124 millones presentado por el Sr. Cabrera para renovar los sistemas existentes de manejo de agua de producción excede al valor total de estos sistemas por un margen de cerca de 3 veces: La Información disponible indica que la mayoría, sino todos, los pozos de inyección en uso por Petroecuador fueron convertidos de pozos petroleros fuera de servicio, de los cuales hay muchos disponibles en estos campos (Petroecuador, 2003a; véase el Adjunto H). Adicionalmente, los registros de los costos indican que hoy en día, el costo para convertir un pozo, además de los sistemas asociados de pre-tratamiento, bombas y tuberías, es de aproximadamente \$2,3 millones para cada estación (véase el Adjunto L). Entonces, el costo total de inversión de capital para el sistema de 21 pozos inyector es (número de pozos que se encuentra en el área de las operaciones históricas de Texpet) corresponde a menos de \$48 millones (ya que varios pozos comparten los mismos sistemas de tratamiento y bombeo) y no a la suma de \$124 millones (casi 3 veces mayor) que el Sr. Cabrera pretende responsabilizar a Texpet a cuenta de renovaciones y expansiones no definidas de los sistemas de inyección existentes que pertenecen exclusivamente a Petroecuador.
- **El Sr. Cabrera ignora las inversiones previas realizadas por Texpet para la instalación del sistema actual de inyección:** Como parte del proyecto de remediación que Texpet condujo en la antigua Concesión, en 1996, Texpet invirtió \$6,1 millones en mejoras de los sistemas de manejo de agua de producción, incluyendo el diseño y la instalación de los sistemas de manejo de agua de producción de Aguarico, Atacapi y Guanta, como también en las conversiones de pozos para la reinyección del agua; línea de agua del campo Dureno hasta la estación de producción Guanta; y tanques, filtros y demás equipos para el tratamiento del agua de producción en las estaciones de Shushufindi Central, Shushufindi Suroeste, Shushufindi Norte, Sacha Norte 1 y Yuca (Woodward Clyde International, 2000). El Sr. Cabrera falla en reconocer

que Texpet ya invirtió en el pasado para el desarrollo de los sistemas de manejo de agua de producción existentes, sujeto a un acuerdo entre el estado Ecuatoriano, Petroecuador y Texpet, y no provee ninguna justificación razonable del motivo por el cual Texpet ahora debe financiar renovaciones y expansiones adicionales de los sistemas que pertenecen a Petroecuador.

3) El Sr. Cabrera propone que Texpet financie la construcción y operación de instalaciones de captación de un volumen de gas inexistente, del cual no hay ningún estudio de factibilidad y sin considerar las rentas netas que se generarían.

- **El Sr. Cabrera propone que Texpet pague para captar 40 mmpcd de gas natural que no existe:** Como se ve en la Figura 3, de acuerdo a los registros de producción de Petroproducción (Petroproducción, 2006), la producción total de gas en el área de la antigua Concesión en 2006 fue aproximadamente 26 millones de pies cúbicos por día (mmpcd). Sin embargo, con respecto a la producción de gas, el informe del Sr. Cabrera reporta dos cifras muy discordantes: i) la producción de 20 mmpcd en 2007 (Informe del Sr. Cabrera, 2008, Anexo S, paginas 3 y 4 de 11), la que es más baja que la cifra real de Petroproducción; y ii) la producción de más de 80 mmpcd en 2006 (Informe del Sr. Cabrera, 2008, Anexo S, Figura 1), una cifra más de 3 veces mayor a la producción real, como se ve en la Figura 3. Considerando los proyectos existentes de producción de Gas Licuado de Petróleo (GLP), los que tratan 11,1 mmpcd de gas, según la información proporcionada por el Sr. Cabrera (Informe del Sr. Cabrera, 2008, Anexo S, Tabla 3), puede haber disponible un volumen diario máximo de 14,9 mmpcd (es decir, 26 mmpcd menos 11,1 mmpcd), ignorando los otros usos actuales de gas en la antigua Concesión, como calentadores térmicos y generación eléctrica, que se han observado en varias estaciones de producción durante las inspecciones judiciales (véanse los informes Bjorkman, B., 2006a, 2006b; Connor, J., 2005a, 2005b, 2005c; Morales, F., 2005, 2006a, 2006b, 2006c).

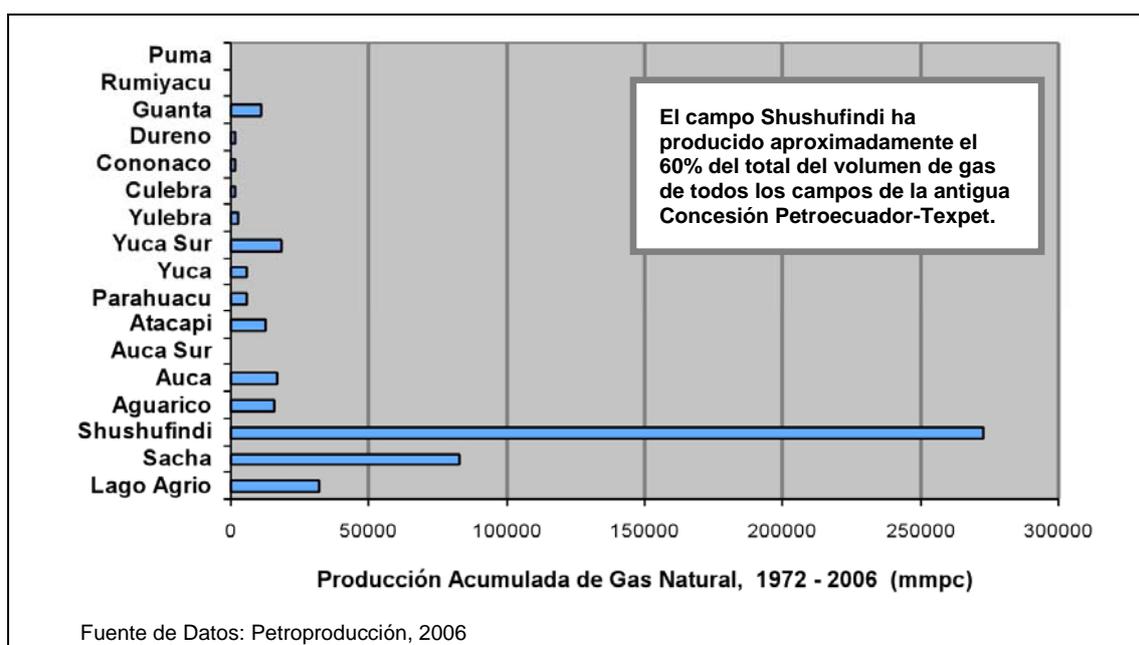
FIGURA 3: PRODUCCIÓN DE GAS NATURAL en el Área de la Antigua Concesión (1972 – 2006)



No obstante, el Sr. Cabrera afirma que Texpet es responsable del pago de \$251 millones para financiar y operar un sistema para captar unos 40 mmpcd adicionales en la antigua Concesión, un volumen que excede al volumen máximo disponible por un margen de más de 2,5 veces. Además, según el informe del Sr. Cabrera (Informe del Sr. Cabrera, 2008, Anexo S, Tabla 4), Petroecuador ya ha iniciado proyectos en los campos Sacha y Atacapi para la captación de 9,8 mmpcd adicionales. En consecuencia, sin considerar la factibilidad económica, únicamente un máximo de 5,1 mmpcd de gas estaría disponible para la captación, lo que significa que el proyecto de captación de gas del Sr. Cabrera excede el volumen disponible de gas por un factor de casi 8 veces. En consecuencia, según las cifras presentadas por el Sr. Cabrera, así como los datos de Petroproducción, los 40 mmpcd que el Sr. Cabrera propone captar simplemente no existen.

- **El Sr. Cabrera no presenta ningún análisis económico para demostrar que la captación de gas adicional es económicamente viable en la antigua Concesión:** Aunque el gas de hidrocarburos puede representar un recurso energético valioso, la quema de gas en mecheros continúa siendo una práctica común debido a las limitaciones económicas y técnicas específicas de cada campo petrolero (Banco Mundial, 2004). Tales factores incluyen los 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; la ausencia de mercados locales para el uso de gas; y/o infraestructura insuficiente para acceder al mercado internacional. Por estas razones, en 2004 en los campos petroleros alrededor del mundo, todavía se quemaban aproximadamente 9500 mmpcd de gas asociado con la producción de petróleo, incluso 900 mmpcd en América Latina, niveles que se han mantenido relativamente constantes desde 1983 (Banco Mundial, 2004).

FIGURA 4: PRODUCCIÓN ACUMULADA DE GAS NATURAL en Campos de la Antigua Concesión (1972 – 2006)



Más específicamente, en Ecuador, el Ministerio de Energía y Minas reporta que, en 2006, todavía se quemaba el 49% del gas producido en los varios campos petroleros del país (W. Prieto, Dirección Nacional de Hidrocarburos, 2006). Hoy en día, como se ve en la Figura 4, en la antigua Concesión Petroecuador-Texaco, el campo Shushufindi produce aproximadamente 60% del volumen total de la Concesión, hecho que explica por qué los sistemas de captación de gas se centran en este campo, mientras que la mayoría de los otros campos todavía carece de tales sistemas.

Por consiguiente, es claro que la mera existencia de gas natural en los campos del área de la antigua Concesión Petroecuador-Texpet, o en cualquier otro campo petrolero del mundo, no indica que la recuperación del gas sea viable comercialmente. Por el contrario, para justificar la inversión, se requiere de un análisis económico de las reservas de gas, los costos de captación y transporte, y la disponibilidad del mercado, análisis que el Sr. Cabrera ha fallado en realizar o referenciar.

- ***La Planta de Gas de Shushufindi cuenta con capacidad disponible, lo que elimina la necesidad de construir más plantas de GLP y reduce el costo de captación y procesamiento del gas:*** Según el Ministerio de Medio Ambiente del Ecuador, la planta de gas de Shushufindi actualmente opera a tan solo un 40% de su capacidad real para la producción de GLP (es decir, 200 toneladas métricas al día de GLP, de una capacidad total de 500 toneladas métricas al día; Mogollón, F., 2006; véase el Adjunto J). El informe del Sr. Cabrera reconoce este mismo hecho, al notar que la planta de gas de Shushufindi, la cual se diseñó para procesar 25 mmpcd, solo procesa 11 mmpcd en la actualidad, lo que corresponde a una capacidad adicional para procesar 14 mmpcd (Informe del Sr. Cabrera, 2008, Anexo S, página 9 de 11). Esta capacidad disponible es casi igual al volumen máximo disponible en la actualidad (es decir, 14,9 mmpcd sin considerar los usos actuales aparte de la producción de GLP, los que incluyen calentadores térmicos y generación eléctrica). Por lo tanto, si la captación de gas no utilizado en la actualidad sería factible y económicamente viable, la capacidad para convertirlo en GLP ya existe sin necesidad de construir otras plantas de gas, sino solo la tubería para transportarlo a la planta existente, dependiendo de la ubicación. En su estimación del costo de la captación de gas adicional, el Sr. Cabrera no ha considerado esta capacidad existente y, al contrario, ha presentado costos sin relación a las condiciones reales en la antigua Concesión.
- ***El Sr. Cabrera falla en acreditar a Texpet los réditos netos que generarían su proyecto propuesto para la captación de gas:*** De acuerdo a las cifras de costos presentadas por el Sr. Cabrera, la captación de gas y su conversión en GLP en el área de la antigua Concesión es una empresa muy rentable, con un valor comercial de aproximadamente \$2,6 millones por año por cada 1 mmpcd de gas recuperado (Informe del Sr. Cabrera, 2008, Anexo S, Tablas 3 y 4). Por lo tanto, si fuera físicamente y económicamente factible, la captación de un volumen adicional de gas de 40 mmpcd, el que el Sr. Cabrera propone que Texpet pague para realizar, generaría ingresos muy significativos. Específicamente, la inversión propuesta de \$251 millones en capital y costos operacionales, de acuerdo a las propias cifras del Sr. Cabrera, generaría \$104 millones por año (2,6 millones/año por 40 mmpcd) o \$1040 millones en el periodo de 10 años de operación proyectado por el Sr. Cabrera, los que representarían una ganancia neta de \$789 millones. El Sr. Cabrera no proporciona ningún rédito económico a Texpet como inversionista, ni tampoco especifica a quién irían estos beneficios. De hecho, la ganancia neta de este proyecto, si fuera viable (y si los 40 mmpcd de gas existieran), podría exceder este nivel porque los costos

operacionales reales serían mucho menores a la estimación del Sr. Cabrera de \$125,5 millones para operación y mantenimiento durante 10 años, la cual se basa en la asunción altamente exagerada de que los costos de la operación y el mantenimiento son iguales al 10% de la inversión de capital por año. Sin embargo, la exactitud de los costos de capital presentados por el Sr. Cabrera no pueden ser evaluados puesto que él no ha presentado absolutamente ninguna información técnica o financiera para apoyar estas cifras.

- ***El cálculo del volumen total de gas producido en el periodo de operación de Texpet padece de un error matemático y excede el volumen real por un margen de 34 veces:*** Aparte de los errores técnicos del Sr. Cabrera con respecto a los volúmenes de gas producidos en la actualidad, su cálculo del volumen total de gas producido durante los 18 años en que Texpet operó la antigua Concesión, excede el volumen correcto por un margen de 34 veces debido a un error matemático. Específicamente, en el Anexo T de su informe (Informe del Sr. Cabrera, 2008, Anexo T, Tabla 3), el Sr. Cabrera presenta una tabulación de las cantidades de gas producidos entre los años 1972 a 1990, cuya suma (230.000 millones de **metros** cúbicos) se usa para calcular los supuestos costos evitados por Texpet por no haber instalado sistemas para la captación de gas durante el periodo de sus operaciones. Sin embargo, según los datos históricos de Petroproducción (Petroproducción, 2006), para los campos relacionados con la antigua Concesión, la producción total de gas desde 1972 hasta junio del 1990 fue solamente 230.000 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 sobreestimar el volumen de gas en un factor de 34,5 veces mayor que el volumen real de gas producido (valor que coincide aproximadamente con el factor de conversión de pies cúbicos a metros cúbicos, el mismo que el Sr. Cabrera evidentemente no tomó en cuenta en su cálculo; véase el Adjunto K). Entonces, no solamente el volumen del gas, sino el supuesto “costo evitado” han sido sobreestimados por este margen significativo.

4) *En contraste con las afirmaciones del Sr. Cabrera, la quema de gas no utilizado en mecheros es una práctica común y segura que no causa la contaminación del aire.*

A nivel internacional, los mecheros son reconocidos por agencias gubernamentales de regulación como métodos eficientes y seguros para disponer el exceso de gases de hidrocarburos y, en la mayoría de casos, son exigidos para prevenir la descarga directa de gases de hidrocarburos al medio ambiente. La Asociación Internacional de Productores de Petróleo y Gas (OGP, según 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”* (OGP, 2000). En los EE.UU., la USEPA ha publicado varias guías técnicas (USEPA, 1978, 1991, 1992) 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.

La quema de gas en los mecheros cumple dos funciones importantes: i) prevenir potenciales explosiones causadas por la descarga directa de gas, y ii) controlar las emisiones de hidrocarburos al medio ambiente. Estudios realizados por la USEPA, la Universidad de Alberta, el Foro de Estudios Ambientales de Petróleo (PERF) y otras organizaciones técnicas, han demostrado que los mecheros son altamente eficientes en la destrucción de gases de hidrocarburos, eficiencia que generalmente sobrepasa el 98% (véase las Referencias para “Eficiencia de

Mecheros en la Combustión de Gas”). Estos estudios se han llevado a cabo desde el principio de la década de los 70s hasta hoy en día, utilizando diferentes tipos de mecheros, composiciones de gas, tamaños de mecheros, y tasas de combustión. Más aún, los estudios recientes, realizados en campo con instrumentos de rayos láser en mecheros que queman gas “amargo” o “dulce”, operando a total capacidad, demuestran que las concentraciones de benceno en las columnas de humo no son detectables (es decir, iguales o menores a 3 ug/m³, que es el límite de detección para este compuesto). Incluso los mecheros humeantes tienen una tasa de combustión altamente eficiente, generalmente alcanzando una destrucción de más del 97,5% de los gases de hidrocarburos.

Dado la evidencia científica amplia sobre la alta eficacia de los mecheros para la destrucción de hidrocarburos, no hay ninguna base técnica para la afirmación del Sr. Cabrera que “la quema de gas produce muchas sustancias químicas tóxicas de hidrocarburos que pueden transportarse en el aire por distancias bastantes extensas” (Informe del Sr. Cabrera, 2008, pagina 51 de 60). Al contrario, como se ha comprobado en muchos otros campos petroleros, no se espera afectación al aire debido a la quema del gas dulce que se produce en la antigua Concesión Petroecuador-Texaco. Además, en su investigación de campo, el Sr. Cabrera no realizó ningún análisis para apoyar esta especulación infundamentada.

4.0 REFERENCIAS

- Acuerdo Ministerial No. 621: Reglamento Ambiental Para las Actividades Hidrocarburíferas en el Ecuador, publicado en el Registro Oficial del Ecuador el 6 de Marzo de 1992
- API, 1995, Subsurface Salt Water Injection and Disposal (API Vocational Book 3), 1995
- Banco Mundial, 2004, Global Gas Flaring Reduction Initiative: Report on Consultations with Stakeholders, 2004
- Banco Mundial, 2004, Global Gas Flaring Reduction, A Voluntary Standard for Global Gas Flaring and Venting Reduction, Mayo 2004
- Bjorkman, B., 2006a, Reporte de Peritaje, *Sitio Estación de Producción Sacha Sur*, Corte Superior de Nueva Loja: María Aguinda y Otros vs. ChevronTexaco, Caso 002-2003, Julio 2006
- Bjorkman, B., 2006b, Reporte de Peritaje, *Sitio Estación de Producción Sacha Norte 1*, Corte Superior de Nueva Loja: María Aguinda y Otros vs. ChevronTexaco, Caso 002-2003, Septiembre 2006
- Cabrera, 2008, Informe Sumario del Examen Pericial, Nueva Loja – Ecuador, Marzo de 2008
- Cabrera, 2008, Anexo S: Costo de Reinyección de Agua de Formación y Captación/Usos de Gas Asociado, Informe Sumario del Examen Pericial, Nueva Loja – Ecuador, Marzo de 2008
- Cabrera, 2008, Anexo T: Enriquecimiento Injusto, Informe Sumario del Examen Pericial, Nueva Loja – Ecuador, Marzo de 2008
- Connor, J., 2005a, Reporte de Peritaje, *Sitio Estación de Producción Shushufindi Sur*, Corte Superior de Nueva Loja: María Aguinda y Otros vs. ChevronTexaco, Caso 002-2003, Junio 2005
- Connor, J., 2005b, Reporte de Peritaje, *Sitio Estación de Producción Shushufindi Norte*, Corte Superior de Nueva Loja: María Aguinda y Otros vs. ChevronTexaco, Caso 002-2003, Agosto 2005
- Connor, J., 2005c, Reporte de Peritaje, *Sitio Estación de Producción Sacha Central*, Corte Superior de Nueva Loja: María Aguinda y Otros vs. ChevronTexaco, Caso 002-2003, Noviembre 2005
- Convenio Transaccional y Finiquito Otorgado Entre el Estado Ecuatoriano y Texaco Petroleum Company, Quito, 17 de Noviembre de 1995
- Decreto No. 1459: Ley de Hidrocarburos, publicado en el Registro Oficial del Ecuador el 27 de Septiembre de 1971
- Decreto Supremo 925: Autorízase al Ministro de Recursos Naturales y Energéticos, para que Suscriba con Texaco Petroleum Company y Ecuadorian Gulf Oil Company, un contrato para Exploración y Explotación de Hidrocarburos, publicado en el Registro Oficial del Ecuador el 16 de Agosto de 1973
- Diario Hoy, 2008, Refinería Estará 17 Días Fuera de Operación, 19 de Julio de 2008.
- 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.

Interstate Oil and Gas Compact Commission, IOGCC, ALL Consulting, 2006, A Guide to Practical Management of Produced Water from Onshore Oil and Gas Operations in the United States, 2006

Johnson, M., et al., 1999a, "Effects of a Diluent on the Efficiencies of Jet Diffusion Flames in a Crosswind," presented at The Combustion Institute, Canadian Section, Spring Technical Meeting, Edmonton, Alberta, May 16-19, 1999

Johnson, M., et al., 1999b, "Efficiency Measurements of Flares in a Cross Flow," presented at Combustion Canada 1999, Calgary, Alberta, May 26-28, 1999

Ministerio de Energía y Minas del Ecuador, 2005, Dirección Nacional de Hidrocarburos, Costos Actualizados Para Trabajos de Conversión de Pozos Productores de Petróleo a Inyectores de Agua de Formación, Petroecuador – Reacondicionamiento Pozo Shushufindi-38, 2005

Ministerio de Energía y Minas del Ecuador, Producción de Agua de Formación (BBL) Periodo 1972 – 1990, Corte Superior de Nueva Loja, Documento 129.713, sin fecha

Mogollón, F., 2006, Ministerio del Ambiente del Ecuador, slideshow: "Ecuador in The Methane to Markets Initiative – Gas and Oil Sector", Technology Transfer Workshop, Oil and Gas, Methane to Markets, And Technical Subcommittee Meeting, Vistahermosa – Mexico, April 25-37, 2006

Morales, F., 2005, Reporte de Peritaje, *Sitio Estación de Producción Lago Agrío Norte*, Corte Superior de Nueva Loja: María Aguinda y Otros vs. ChevronTexaco, Caso 002-2003, Agosto 2005

Morales, F., 2006a, Reporte de Peritaje, *Sitio Estación de Producción Shushufindi Central*, Corte Superior de Nueva Loja: María Aguinda y Otros vs. ChevronTexaco, Caso 002-2003, Enero 2006

Morales, F., 2006b, Reporte de Peritaje, *Sitio Estación de Producción Aguarico*, Corte Superior de Nueva Loja: María Aguinda y Otros vs. ChevronTexaco, Caso 002-2003, Mayo 2006

Morales, F., 2006c, Reporte de Peritaje, *Sitio Estación de Producción Lago Agrío Central*, Corte Superior de Nueva Loja: María Aguinda y Otros vs. ChevronTexaco, Caso 002-2003, Julio 2006

OGP, 2000, "Flaring and Venting in the Oil and Gas Exploration and Production Industry," Report No. 2.79/288, International Association of Oil and Gas Producers, London, United Kingdom, January 2000.

Petroproducción, 2003a, Informe Ejecutivo Anual 2003, Departamento de Producción, Año 2003"

Petroproducción, 2003, Distrito Amazónico, Control Diario de Reinyección de Agua desde el 1ro. de enero al 18 de diciembre, Año 2003"

Petroproducción, 2006, Informe Estadístico 1972 – 2006,
<http://www.petroecuador.com.ec/Publicaciones/InformacionTecnica/index.htm>

Petroproducción, 2007, Resumen Ejecutivo Semestral de Enero a Junio del 2007, Ingeniería de Petróleos del Distrito Amazónico, 2007

Petroproducción, 2008, Oficio No. 0963 PPR-SDA-LGL-2008, Presentado a la Corte Superior de Nueva Loja el 28 de Abril de 2008: Volumen de Agua Producido y Reinyectado desde 1999 hasta 2007

Petroproducción, sin fecha, Costos de Inversión de los Equipos y Mano de Obra, Repotenciación de los Sistemas de Reinyección de Agua del Distrito Amazónico, Jaime Berrú, Petroproducción, sin fecha

Prieto, W., Dirección Nacional de Hidrocarburos del Ministerio de Energía y Minas del Ecuador: Presentación: Quema y Venteo de Gas en el Ecuador, 2006

Reynolds, R., 2003, Produced Water and Associates Issues, A Manual for the Independent Operator, Oklahoma Geological Survey Open-File Report 6-2003

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, "Compilation of Air Pollutant Emission Factors, Volume 1: Stationary Point and Area Sources, Section 13.5, Industrial Flares," <http://www.epa.gov/ttn/chief/ap42/ch13/index.html>.

USEPA, 1987, Report to Congress, Management of Wastes from the Exploration, Development, and Production of Crude Oil, Natural Gas, and Geothermal Energy, Volume 1 of 3, Washington, D.C., 1987.

Woodward-Clyde International, 2000, Informe Final, Proyecto de Acción de Remediación, Región Oriente, Ecuador, para la compañía Texaco Oil Company, de Mayo 2000

Publicaciones sobre la Eficiencia de Mecheros en la Combustión de Gas

Gogolek, P., and A. Hayden, 2002, "Efficiency of Flare Flames in Turbulent Crosswind," presented at the American Flame Research Committee Spring Meeting, Ottawa, Canada, May 8-10, 2002.

Johnson, M., et al., 1998, "The Combustion Efficiency of a Propane Jet Diffusion Flame in Cross Flow," presented at the Fall Meeting of the Western Section of The Combustion Institute, Seattle, Washington, October 26-28, 1998

Johnson, M., et al., 1999a, "The Combustion Efficiency of Jet Diffusion Flames in Cross-flow," presented at the Joint Meeting of the United States Sections - The Combustion Institute, Washington D.C., March 15-17, 1999

Johnson, M., et al., 1999b, "Effects of a Diluent on the Efficiencies of Jet Diffusion Flames in a Crosswind," presented at The Combustion Institute, Canadian Section, Spring Technical Meeting, Edmonton, Alberta, May 16-19, 1999

Johnson, M., et al., 1999c, "Efficiency Measurements of Flares in a Cross Flow," presented at Combustion Canada 1999, Calgary, Alberta, May 26-28, 1999

Keller, M., and R. Noble, 1983, "RACT for VOC - A Burning Issue," *Pollution Engineering*, July 1983,

Ozumba, C.I., and I.C. Okoro, 2000, "SPE:61025 – Combustion Efficiency Measurements of Flares Operated By An Operating Company"

Petroleum Environmental Research Forum, 1997, "The Origin and Fate of Toxic Combustion Byproducts in Refinery Heaters: Research to Enable Efficient Compliance with the Clean Air Act," PERF 92-19 Final Report, August 5, 1997.

Pohl, J., et al., 1984, "Combustion Efficiency of Flares," presented at the 77th Annual Meeting of the Air Pollution Control Association, San Francisco, California, June 24-29, 1984.

Pohl, J., et al., 1986, "Combustion Efficiency of Flares," *Combustion Science and Technology*, Vol. 50, pp. 217-231.

Siegel, K. D., 1980, *Concerning the degree of conversion of flare gas in refinery elevated flares: Pollutant emissions from refinery elevated flares as a function of their operating condition*, Ph.D. Dissertation, Chemical Engineering Department, Fridericana Technical University, Karlsruhe, Germany, 1980.

USEPA, 1983, "Evaluation of the Efficiency of Industrial Flares: Background - Experimental Design - Facility," EPA-600/2-83-070

USEPA, 1984, "Evaluation of the Efficiency of Industrial Flares: Test Results," EPA-600/2-84-095

USEPA, 1985, "Evaluation of the Efficiency of Industrial Flares: Flare Head Design and Gas Composition," EPA-600/2-85-106

USEPA, 1986, "Evaluation of the Efficiency of Industrial Flares: H₂S Gas Mixtures and Pilot Assisted Flares," EPA-600/2-86-080

Respuesta a la Propuesta del Sr. Cabrera sobre la Mejora de la Infraestructura de la Antigua Concesión Petroecuador-Exaco

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

ADJUNTOS

- Adjunto A:** Convenio Transaccional y Finiquito Entre el Estado Ecuatoriano y Exaco Petroleum Company, Noviembre 1995
- Adjunto B:** Cálculo del Valor Actual de los Réditos Económicos Obtenidos por Petroecuador de 1992 a 2006
- Adjunto C:** Resumen Ejecutivo Semestral de Enero a Junio de 2007, Ingeniería de Petróleos del Distrito Amazónico, Petroproducción 2007
- Adjunto D:** Lista de Derrames Ocurridos en el Área de la Antigua Concesión, Medios de Comunicación Ecuatorianos, 1992 – 2008
- Adjunto E** Quema y Venteo de Gas en el Ecuador; presentación del Ing. Washington Prieto Rigaud, Dirección Nacional de Hidrocarburos del Ministerio de Energía y Minas del Ecuador, 2006
- Adjunto F:** Producción de Agua de Formación (BBL) Periodo 1972 – 1990, Corte Superior de Nueva Loja, Ministerio de Energía y Minas del Ecuador, Documento 129.713, sin fecha
- Adjunto G:** Costos Actualizados Para Trabajos de Conversión de Pozos Productores de Petróleo a Inyectores de Agua de Formación, Dirección Nacional de Hidrocarburos del Ministerio de Energía y Minas del Ecuador, 2005
- Adjunto H:** Resumen de los Detalles Históricos de Producción y Conversión de Pozos Inyectores Dentro del Área de la Antigua Concesión, GSI Environmental Inc., 2008
- Adjunto I:** Costos de Inversión de los Equipos y Mano de Obra, Repotenciación de los Sistemas de Reinyección de Agua del Distrito Amazónico, Jaime Berrú, Petroproducción, sin fecha
- Adjunto J:** Ecuador en la Iniciativa Metano al Mercado – Sector Gas y Petróleo; presentación del Dr. Fernando Mogollón, Ministerio del Ambiente del Ecuador, Taller Sobre Transferencia de Tecnología Oil and Gas, Metano al Mercado y Reunión de Subcomité Técnico, Vistahermosa – México, Abril 2006
- Adjunto K:** Discusión Sobre el Error Matemático del Señor Cabrera en el Cálculo del Volumen de Gas Natural Dentro de la Antigua Concesión
- Adjunto L:** Costos para la Instalación de los Sistemas de Inyección de Agua de Producción Incurridos por Texpet en 1996 en la Antigua Concesión, Como Parte del Proyecto de Remediación; Woodward Clyde International, 1996
- Adjunto M:** Currículum Vitae de los Autores