

115.455
Acuerdo para
la cual las
partes
en un
y en un
b

1 Resumen Ejecutivo

Yo, Bjorn Bjorkman, insinuado como perito por la Presidencia de la Corte Superior de Nueva Loja en el caso No. 002-2003 (María Aguinda y otros versus ChevronTexaco Corporation), en este informe he cumplido, en representación de la Corte, con los estudios técnicos para explicar, responder, confirmar, o negar los puntos de vista establecidos por las Partes ante la Corte sobre: i) las condiciones ambientales actuales del sitio y sus áreas circundantes, y el vínculo de estas con las prácticas de TEXPET durante sus operaciones en el Ecuador, y sus obligaciones de remediación, y ii) los presuntos impactos a la salud humana y al medio ambiente asociados con las antiguas operaciones del consorcio Petroecuador-TEXPET. Este informe pericial presenta los resultados de la Inspección Judicial de la Estación Sacha Sur ubicada en la parroquia de San Carlos, cantón de La Joya de los Sachas, provincia de Orellana, que se llevó a cabo los días 8, 9 y 10 de marzo de 2006. El informe se limita a las condiciones específicas de la Estación Sacha Sur y no aplica a otros sitios.

Las conclusiones principales de la Inspección Judicial de la Estación Sacha Sur se resumen en la siguiente ilustración y el informe pericial a continuación

Esquema 1: Resumen de las conclusiones principales de la Inspección Judicial



115.456
ciento quince
mil cuatro
cientos sesenta
y
seis
b

1.1 Inspección Judicial de la Estación Sacha Sur

El día 8 de Marzo el Presidente de la Corte Superior de Justicia de Nueva Loja, el Dr. Germán Yáñez Ruiz, inició la Inspección Judicial de la estación de producción Sacha Sur.

La Estación Sacha Sur estuvo incluida en el Alcance de Trabajos de Remediación de 1995, y en la Investigación para la Remediación conducida por Woodward-Clyde en 1995 se determinó que existían siete áreas de suelo contaminado en la estación. Cinco de ellas habrían ocurrido después de 1990 y se clasificaron como "Sin Requisito de Acción Adicional" (NFA, por sus siglas en inglés). Las dos otras áreas estaban afectadas con petróleo pero a niveles de hidrocarburos totales de petróleo (TPH – por sus siglas en inglés) debajo del nivel de intervención. El sistema de agua de producción, las piscinas, y otra infraestructura quedaron fuera del Alcance de Trabajo de Remediación.

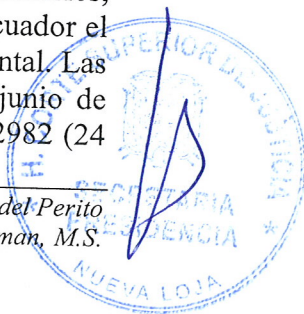
La Inspección Judicial realizada en esta estación enfocó los presuntos impactos a la salud humana y al medio ambiente asociados con las antiguas operaciones del Consorcio Petroecuador-TEXPET en este sitio.

1.2 Investigación del Área de la Estación Sacha Sur

Los criterios de muestreo y análisis para la Inspección Judicial se establecieron en el documento *Términos de Referencia para la Actuación de los Peritos durante las Inspecciones Judiciales* así como el *Plan de Muestreo y Plan de Análisis*, acordado y firmado por las dos partes y establecido por la Presidencia de la Corte.

El plan de muestreo abarcó un total de 30 muestras. Estas muestras incluyeron una muestra de agua de producción y una muestra de petróleo crudo del proceso industrial de separación; ocho muestras de sedimentos (tanto superficiales como a profundidad); dos muestras de agua superficial; una muestra de agua de consumo, y quince muestras de suelo tanto superficial como del subsuelo. En la Tabla 1 se presenta el listado completo de todas las muestras colectadas durante la inspección y una corta descripción del sitio de muestreo, y en las Figuras 1 y 2 se puede visualizar la ubicación de los sitios de muestreo en relación a la instalación y a las áreas circundantes

Los criterios de evaluación se fundamentaron lógicamente en los criterios, guías y leyes vigentes cuando se cedió la operación a favor de Petroecuador el Junio de 1990, y cuando se cumplió con el Plan de Reparación Ambiental. Las normas aplicables, por tanto, incluyen el Acuerdo No. 2144 (5 de junio de 1989); el Acuerdo No. 621 (21 de febrero de 1992); el Decreto No. 2982 (24



13.457
ciento quince
mil cuatro
cientos
cincuenta
y siete
p

de agosto de 1995). Además se consideraron normas y guías internacionales de la época, tales como las guías de la Organización Mundial de la Salud; pautas del instituto Americano del Petróleo (API por sus siglas en inglés) para remediación de piscinas y suelos contaminado de la época; las normas y criterios de países petroleros de la región: EE.UU., Venezuela, México, Argentina, Colombia y Perú. Para la evaluación de riesgo, y para desarrollar criterios para compuestos donde la legislación no tenía límites establecidos se calcularon concentraciones límite para la caracterización de riesgo, en base a las pautas de la Agencia de Protección del Medio Ambiente de los EE.UU. (USEPA, por sus siglas en inglés).

Los criterios de evaluación que se usan en este informe son los criterios más estrictos de las normas y los límites desarrollados en base a riesgo para los parámetros no disponibles en el Ecuador en aquella época, y son iguales o más estrictos que los criterios vigentes en los países de la región en la época del ex Consorcio Petroecuador-TEXPET y del Plan de Reparación Ambiental.

1.3 Resumen de Conclusiones

Las conclusiones principales de mi investigación junto con las respuestas a las preguntas y pedidos de las Partes se desarrollan en detalle en las varias secciones de este informe pericial. En el Apéndice A se presentan las preguntas y pedidos de las Partes y la Presidencia de la Corte, tal como constan en el Acta Final de la Inspección Judicial, una corta respuesta y la referencia al texto del presente informe donde se desarrolla en detalle las respuestas. A continuación presento el resumen de las conclusiones de mi inspección pericial de la Estación Sacha Sur y su entorno.

Conclusión 1: *En la Investigación para la Remediación de 1995 se determinó que TEXPET no tenía ninguna obligación de realizar trabajos de Remediación en La Estación Sacha Sur*

Este tema se trata a fondo en la **Sección 4** del informe pericial.

La Estación Sacha Sur no constó expresamente en la Demanda original de este juicio, pero sí constó en el Alcance del Trabajo de Reparación Ambiental y el Plan de Reparación Ambiental para la remediación de suelos contaminados.

En la Investigación para la Remediación realizada por Woodward-Clyde en 1995 se identificaron siete áreas de suelo impactado. Cinco de estos lugares eran de origen posterior a Junio de 1990, fecha en la que Petroecuador asumió la responsabilidad por las operaciones del Consorcio Petroecuador-TEXPET. Las otras dos contenían hidrocarburos remanentes por debajo del nivel de intervención de 5.000 mg/kg. En consecuencia estos lugares quedaron sin necesidad de remediación en el Plan de Reparación Ambiental.



115.458
cientos quinientos
cuarenta y cinco
70000
b

La estación tampoco constó como sitio donde se requería acción en lo que respecta a piscinas, sistema de manejo de agua, u otra infraestructura. Se concluye que para la Estación Sacha Sur los requisitos del Alcance de Trabajos de Remediación se cumplieron.

Conclusión 2: Las piscinas usadas en la época del Consorcio no contienen parámetros potencialmente tóxicos¹ que representan fuente de riesgo a la salud o al medio ambiente

Se comprobó la existencia de tres piscinas cerradas dentro de la estación que se usaban en la época del Consorcio. Una cuarta piscina, la piscina de separación API se construyó recién en 1995 y es posterior a la fecha de entrega de operaciones a Petroecuador. Las tres piscinas ubicadas aproximadamente en la parte central de la estación se usaron como piscinas de decantación. La más grande se construyó antes de 1975 y se la usó hasta 1995. Las dos más pequeñas se construyeron antes de 1985 y fueron cerradas en 1992.

La **Sección 3.3** de este informe pericial detalla la ubicación de las piscinas y las normas y criterios que regían su uso. La **Sección 5.3 y 5.4** detalla la evaluación de las piscinas y del área perimetral de la estación. La **Sección 6.2** presenta un análisis de riesgo de esta evaluación.

Las tres piscinas están cerradas, y recubiertas con una mezcla de grava y tierra. Además, las piscinas se encuentran dentro de una instalación industrial activa de acceso restringido al público.

El análisis de muestras representativas del contenido de estas piscinas indica la presencia de hidrocarburos remanentes en su interior. Este material está altamente degradado y se comprobó que en la actualidad no tiene parámetros potencialmente tóxicos a niveles que superen los criterios de evaluación acordados o a los criterios en base al riesgo a la salud. El suelo superficial que cubre las piscinas tampoco contiene parámetros potencialmente tóxicos que superen los criterios de evaluación. Prácticamente no hay posibilidad de exposición a los seres vivos a este material, ni la ocurrencia de efectos tóxicos si tal exposición ocurriese.

Muestras recolectadas de seis perforaciones en suelos perimetrales a las piscinas, dentro y fuera de la estación, con enfoque especial en la dirección más probable de flujo (es decir al sur), confirmaron que ninguno de los suelos contiene parámetros potencialmente tóxicos que superen los criterios de evaluación.

¹ Los parámetros potencialmente tóxicos son aquellos compuestos químicos evaluados como parte de la inspección judicial cuyos criterios de evaluación se basan en la protección de la salud por reconocidos efectos tóxicos. Otros parámetros evaluados en la inspección judicial (por ejemplo el TPH y los STD) tienen criterios de evaluación que no se basan en efectos tóxicos.

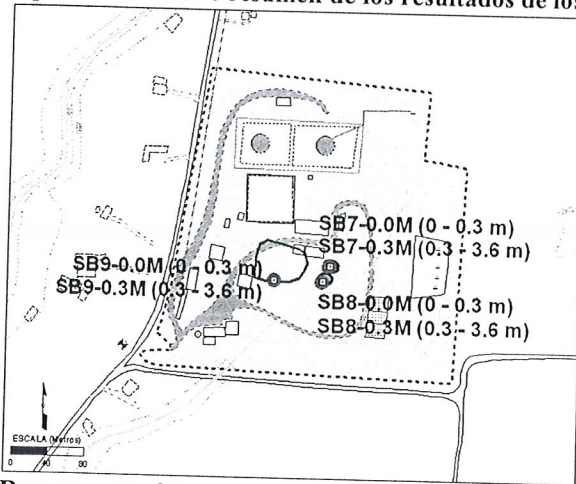


115459
 viento que
 a nivel de
 trópicos
 y usualmente
 y usualmente
 b

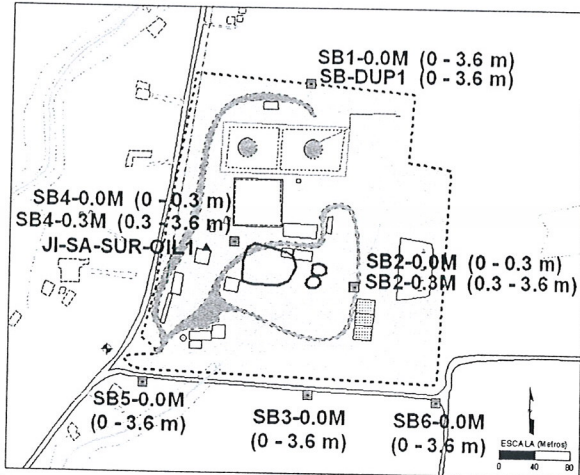
El agua subterránea está a más de 3,6 m de profundidad (y a más de 5 m de profundidad en las piscinas). Sí se encontró agua en varias perforaciones en el área, entre 0,1 m y 1,9 m de profundidad, aunque esta es evidentemente agua de fuente pluvial colgada en lentes arenosos sobre arcillas impermeables. No se recolectaron muestras dicha agua debido a que en la práctica no está conectada con la napa freática por lo que no es medio de transporte hacia las afueras de la estación.

En conclusión, las piscinas cerradas, las cuales se usaron como piscinas de decantación tanto antes como después de la fecha de entrega de las operaciones a Petroecuador en junio de 1990, en la actualidad no contiene residuos que pudiesen resultar en riesgo a la salud o al ambiente, y estas fuentes no han resultado en impactos al entorno terrestre de la estación.

Esquema 2. Cuadro resumen de los resultados de los análisis de suelos



Resumen analítico, suelos en piscinas
 (símbolo azul significa que ningún parámetro excede los criterios de evaluación)



Resumen analítico, suelos perimetrales
 (símbolo azul significa que ningún parámetro excede los criterios de evaluación)

Conclusión 3 El manejo del agua de producción en la época del Consorcio era acorde con las prácticas internacionales de la época

Durante la época del Consorcio Petroecuador-TEXPET la práctica era de tratar el agua de formación en las piscinas de decantación, y descargar el agua tratada al drenaje al sur de la estación. Esta práctica continuó en uso cuando Petroecuador asumió la responsabilidad de las operaciones en 1990. En 1995 se cerró la última piscina de decantación excavada en tierra, cuando se construyó la piscina de separación API, activa hasta la actualidad. El sistema de reinyección de agua, inicialmente al pozo SA-029 ubicado al oeste de la estación, y más tarde también al Pozo SA-100, se habilitó en Agosto de 1996. Sin embargo, datos de producción de Petroproducción indican que la reinyección parece haber sido parcial hasta por lo menos 2003, y se



115.460
ciento quince
mil cuatro
cientos sesenta

continuaba descargando entre el 30% y el 50% del agua producida al entorno desde el campo Sacha.

La descripción e historia de las descargas, y su relación con las prácticas y normas nacionales e internacionales se detallan en la **Sección 3.4** de este informe pericial.

La descarga de aguas de producción a cuerpos superficiales era práctica petrolera de uso común en las décadas del Consorcio Petroecuador-TEXPET. Sin embargo, la práctica más común era la descarga hacia aguas superficiales. Con el desarrollo de la tecnología y las nuevas exigencias ambientales, la inyección ha ido sustituyendo paulatinamente a la descarga en aguas superficiales como práctica de elección para cumplir las exigencias reglamentarias relacionadas con la disposición del agua de formación.

En los EE.UU. se continuó descargando un flujo significativo de agua de formación durante la década de 1980 (estimado en más de mil millones de barriles en 1987), hasta 1991. Después de 1991, el volumen de agua de producción vertida al agua superficial disminuyó aproximadamente a 520 millones de barriles al año en 1995 (3% del volumen total) y a menos de 30 millones de barriles al año en el 2003. Sin embargo, aún hoy día se continúa permitiendo la descarga de agua producida al entorno en determinadas condiciones en algunos estados productores de petróleo.

El agua de formación en la época en la que TEXPET operó la Estación de Producción Sacha Sur fue tratada conforme a la tecnología y práctica comunes a nivel internacional para aquella época. Esto es, tratamiento por decantación en piscinas excavadas en tierra y descarga a las aguas superficiales

En el Ecuador, en 1992 se promulgaron los primeros criterios numéricos para regular las descargas de agua de producción en aguas superficiales (Acuerdo 621 de Febrero de 1992). Ello condujo a que se considerara la inyección del agua de formación como la mejor alternativa para satisfacer esa demanda en los Campos del Oriente del Ecuador.

Como resultado, desde el año 1996 en la Estación Sacha Sur se encontraban operativas las instalaciones necesarias para inyectar el 100% del agua de producción. Hoy en día, técnicamente no se justificaría la existencia de descargas de agua de producción ni aguas con hidrocarburos al medio ambiente en este campo petrolero del Ecuador, pues existen los equipos para su inyección

Es también un hecho verificable que a pesar de estar en funcionamiento las instalaciones para la reinyección, entre 1999 y 2003 se descargaba rutinariamente aguas de producción al estero al sur de la estación. Debido a que el agua de producción y los hidrocarburos son atenuados severa y rápidamente por efecto de los procesos naturales (muy intensos en la selva



115.461
ciento
veinte y
seis
7 mil
B

tropical), cualquier derrame o descarga reciente, es mucho mas significativo que los posibles impactos de hace mas de 15 años.

Se concluye que las prácticas usadas para el manejo de agua de producción por el Consorcio Petroecuador-TEXPET se adecuaban a las prácticas comunes a nivel internacional de la época. El proceso de reinyección de aguas de formación en los campos petroleros del Oriente se vino introduciendo paulatinamente y acorde con la evolución de las técnicas y exigencias ambientales nacionales e internacionales.

Conclusión 4: La degradación de los compuestos orgánicos tóxicos es rápida en aguas y suelos de la Amazonía

Para responder a las preguntas relacionadas con el tiempo necesario para degradar el petróleo y sus componentes tóxicos, en este informe pericial utilicé los resultados de tres estudios de los procesos de biodegradación: (a) un estudio del estado de degradación de hidrocarburos remanentes encontrados en sedimentos y suelos de la Estación Sacha Sur y su entorno; (b) una evaluación de la biodegradación del agua de producción de la Estación Sacha Sur; y (c) un estudio realizado anteriormente evaluando la degradación del petróleo crudo realizado con el crudo de Sacha Central.

La **Sección 5.2.3** de este informe pericial detalla estos estudios y sus resultados. Está claro que los hidrocarburos remanentes tanto en el interior de las piscinas como en los sedimentos del estero están altamente degradados. El material remanente consiste en hidrocarburos pesados, con una desaparición casi completa de los componentes tóxicos tal como los BTEX (benceno, tolueno, etilbenceno y xileno) y los HAPs (hidrocarburos aromáticos policíclicos), también denominados PAH, según sus siglas en inglés. El estudio del agua de producción indica que en unos pocos días se pierden los orgánicos volátiles, y que la mayor parte de los hidrocarburos de rango mediano se degradan en aproximadamente tres semanas. Finalmente, los estudios de la degradación del crudo indican que el proceso de volatilización rápidamente elimina a los hidrocarburos volátiles en el petróleo, y que la biodegradación asimismo elimina a los hidrocarburos de rango mediano.

Se concluye que los procesos de degradación rápidamente eliminan a los componentes tóxicos orgánicos del petróleo, resultando en un material remanente con mínimo contenido de componentes reconocidos como tóxicos. En vista de que han transcurrido más de 15 años desde la época del Consorcio, la degradación indica que el material residual está altamente agotado.



115.462
ciento p...
e mil...
to cientos
sesenta
7 do
b

Conclusión 5: No es técnicamente correcto el uso del parámetro TPH en sí como indicador de riesgo a la salud humana.

Las afirmaciones de que los niveles detectados de TPH en sí presentan un riesgo grave a la salud pública están equivocadas. La evaluación realizada por mi equipo enfocó los principales componentes específicos del TPH que sí son conocidos (y cuantificados) por sus efectos tóxicos como los BTEX y los HAPs. Aunque el TPH, cuando se mide mediante el análisis de cromatografía de gas (método EPA 8015), es un análisis útil como medida aproximativa de la distribución de materiales petrolíferos, no es útil para la evaluación cuantitativa de los riesgos a la salud de los componentes de la mezcla de hidrocarburos. Esto se debe a que el análisis sólo indica la cantidad de TPH contenido en la muestra y no sus características específicas de toxicidad, y que el análisis también capta los hidrocarburos de origen natural que pueden estar presentes.

Por esta razón no se puede afirmar que un determinado contenido de TPH, por elevado que parezca, represente un nivel de riesgo conocido, sin el conocimiento de su contenido específico de sustancias reconocidas como tóxicas.

Conclusión 6: El drenaje receptor de descargas de la estación no contiene materiales tóxicos remanentes que presenten riesgo a la salud humana o que tenga efectos a la fauna acuática

Mi evaluación abarcó el drenaje al sur de la estación, el cual era el cuerpo receptor de las descargas históricas de la estación, y el denominado “drenaje al oeste”, un estero al oeste de la estación, paralelo a la vía principal. La **Sección 5.5** de este informe pericial detalla mi evaluación de los drenajes.

Durante la época del Consorcio, el agua de producción se descargaba hacia el drenaje al sur luego de pasar por las piscinas de decantación. Después de que Petroecuador asumió la responsabilidad de la operación de la estación en 1990 se continuaron las descargas hasta agosto de 1996 cuando se habilitó el sistema de reinyección. Sin embargo, después de esta fecha se ha comprobado que al menos durante el período 1999 al 2003 menos del 50% del agua de producción se reinyectaba al Pozo SA-029. El resto se continuaba descargando al entorno, específicamente al drenaje sur. Durante la Inspección Judicial en Marzo de este año se comprobó que el 100% del agua de producción ahora se reinyecta.

El drenaje al sur se origina dentro de la estación. En la actualidad funciona como el sistema de drenaje pluvial de la estación, existiendo un sistema de zanjas y alcantarillas para captar el agua. El punto de descarga histórica de agua de producción está dentro de la estación a la cabecera de un pequeño estero. El estero fluye en dirección sur por una quebrada con una angosta



115.463
Ciento cincuenta y seis
7 metros
b

terrazza aluvial primaria, pasando por el lado este de la población de San Carlos. Una represa de tierra a aproximadamente 480 m al sur de la estación forma una zona pantanosa donde se observaría la sedimentación de materiales procedentes de la estación.

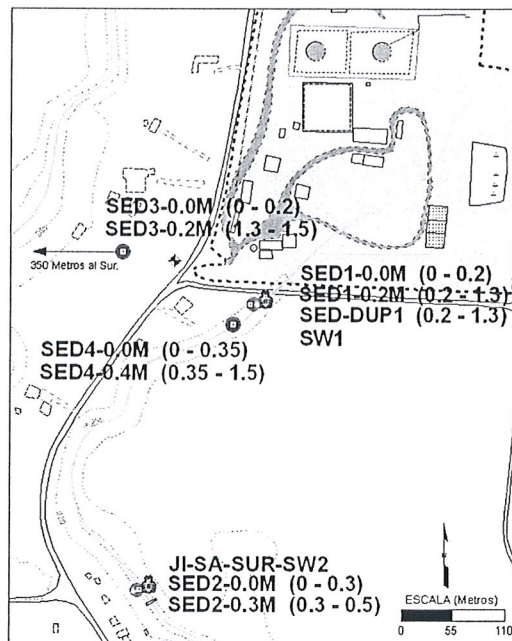
Realicé tres perforaciones hasta encontrar suelos nativos en los sedimentos al costado del cauce actual del estero. Se realizó una perforación donde el estero sale de la estación y otra en la zona pantanosa formada por la represa. La tercera perforación se realizó en el sitio donde la Parte Actora realizó una

demonstración de la presencia de hidrocarburos durante la Inspección Judicial. Además recogí dos muestras de agua superficial del estero sur.

El agua del estero no contenía parámetros potencialmente tóxicos algunos, sea de la estación o lixiviaciones desde los sedimentos supuestamente impactados del drenaje. No había ningún rastro de las características saladas del agua de producción y el agua más bien era escorrentía de agua de lluvia. Sin embargo, el análisis de las muestras revela que el contenido de microorganismos coliformes estaba elevado, indicando un posible riesgo a la salud en caso de uso potable. Evidentemente, la contaminación microbiológica

no es materia relacionada de ninguna manera con la industria petrolera. **Se concluye que el agua superficial no está afectada por residuos petroleros.**

Aún cuando en algunas muestras de sedimento se detectó un contenido relativamente elevado de TPH el mismo se encontró altamente degradado. En ningún caso se superaron los criterios de evaluación para componentes potencialmente tóxicos. El contenido de los metales pesados estuvo dentro del rango normal para valores de ocurrencia natural en el Oriente. Los seres humanos no tienen una exposición significativa a los sedimentos. **Se concluye que el material remanente en los sedimentos no presenta riesgo a la salud humana.**



Esquema 4 Resumen analítico, agua y sedimento del drenaje sur

(Símbolo azul significa que ningún parámetro excede los criterios de evaluación. Símbolo rojo significa que se detectaron bacterias coliformes en la muestra de agua.)



115.464
ciento quince
de mil
toxicos.
sesenta
7 cuatro
b

Debido a que los criterios de evaluación para la protección de la salud humana no necesariamente protegen asimismo a la fauna acuática, se realizó un estudio de toxicidad de los sedimentos. Este estudio, realizado por un reconocido experto en sedimentos, utilizó el método de las Unidades de Toxicidad (TU, por sus siglas en inglés). Esta evaluación, la cual hace notar el alto contenido de material orgánico natural en el sedimento y el bajo contenido de parámetros reconocidos como tóxicos, determinó que tampoco existe afecto actual a la fauna acuática. **Se concluye que el material remanente en los sedimentos tampoco causaría impactos a la fauna acuática.**

Los sedimentos en el drenaje al oeste de la estación presentan rastros de hidrocarburos pero estos en ningún caso superaron a los criterios de evaluación. Tampoco presentaron niveles que podrían resultare en impacto a la fauna acuática según el análisis de TU. No se encontró ningún vínculo con la estación como fuente de los hidrocarburos degradados, pero se observó que existen múltiples tuberías y otras instalaciones petroleras aguas arriba de la estación, las cuales podrían ser la fuente. Por ejemplo, se observó un derrame reciente ocurrido a 480 m al norte de la estación, detallado en la **Sección 3.5**, que podría alcanzar a este estero. **Los parámetros potencialmente tóxicos en el estero al oeste no superan los criterios de evaluación y no presentan impacto a la fauna acuática o a la salud humana. La ocurrencia del material remanente en este sitio no tiene conexión alguna con la Estación como fuente.**

Conclusión 7: El agua de consumo no está afectada por residuos petroleros

La población asentada en las cercanías de la Estación Sacha Sur ya no utiliza pozos caseros para su abastecimiento de agua ya que existe agua municipal. Durante mi investigación, no se encontraron pozos en uso. Muestras del agua municipal indican que el agua es, en la actualidad, plenamente apta para el consumo humano. Es más, el agua muestreada es una de las pocas fuentes de este elemento encontradas en el Oriente que carece por completo de contaminación microbológica, fuente importante de problemas estomacales y otras afecciones agudas a la salud.

La **Sección 5.6** detalla la evaluación de aguas de consumo.

Se concluye que no hay exposición a materiales residuales de la industria petrolera por uso del agua de consumo.



115.465
ciento quince
se mil quinientos
sesenta y cinco
P

Conclusión 8: *El estado de salud de la población de San Carlos es similar al de otros poblados del Oriente donde ocurren enfermedades endémicas de la zona, ninguna vinculada a la industria petrolera*

Una evaluación de algunas de las enfermedades, males, y problemas de salud endémicos en el Oriente, indica que enfermedades como el dengue, el paludismo, y los males estomacales son comunes en el Oriente. Algunos, como el paludismo y el dengue tienen su incidencia máxima en las provincias petroleras de Sucumbíos y Orellana. Sin embargo, las causas de estos problemas de salud son múltiples, pero de ninguna manera se puede atribuir la incidencia de estos graves problemas de salud pública a las actividades petroleras.

La **Sección 6.3** de este informe pericial presenta mi evaluación de la insalubridad que podría estar afectando a los pobladores de San Carlos.

Se concluye que el estado de salud de la zona es típico del Oriente, pero que cualquier problema no se lo puede vincular a la industria petrolera.

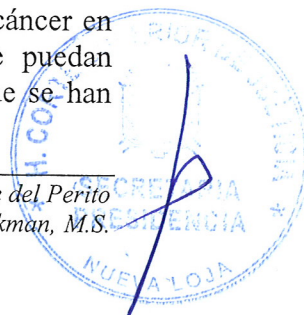
Conclusión 9 *La alta incidencia de cáncer que se alega existir en San Carlos, la cual sería causada por la exposición al petróleo, en realidad no está presente, y resulta al haberse usado datos de censo equivocados*

El informe "Yana Curi" y otros informes epidemiológicos realizados por el Dr. San Sebastián y sus colaboradores han indicado que la tasa de incidencia de cáncer en San Carlos es elevada, y que la causa del nivel elevado son las actividades petrolíferas de la zona.

Como material de soporte a mi informe pericial solicité un estudio por el Dr. Félix Arellano y el Dr. Alejandro Arana, epidemiólogos conocidos, para realizar un análisis de los datos presentados por el Dr. San Sebastián, para reevaluar las tasas de incidencia de cáncer. Los detalles de esta evaluación se presentan en la **Sección 6.4** de este informe pericial y en el Apéndice J

La evaluación realizada por los expertos epidemiólogos indica que los datos de población de San Carlos usados por el Dr. San Sebastián subestimó la población del lugar. Aplicando el nivel de población correcto, el cálculo de incidencia de cáncer indica que no existe incidencia de cáncer más elevada en San Carlos que lo visto en zonas de referencia no afectadas por la explotación del petróleo.

También se observa que los tipos y números de cáncer (8 tipos de cáncer en 10 personas) son muy heterogéneos y que no es probable que puedan relacionarse con una causa única. Además, los tipos de cáncer que se han



18 de Julio de 2006

115.466
ciento quin-
ce mil ses-
ta y seis
seis
b

observado no se describen en la literatura como asociados con la exposición a los derivados del petróleo.

Se concluye que la incidencia de cáncer en realidad está dentro del rango normal para la zona, y que los alegatos al contrario son equivocados.

