

Respuesta de E-Tech International a TGP

25 de marzo 2006

El propósito del reporte de E-Tech (<http://www.etechinternational.org/projects.htm>, 27 de febrero 2006) es asegurar la integridad a largo plazo de los ductos del Proyecto Camisea, y proteger el entorno ambiental y humano a lo largo de la ruta. Esto es fundamental para asegurar los esperados beneficios económicos al Perú. Las aseveraciones que hemos hecho sobre los problemas con los ductos de Camisea son acertadas – la falta de estabilización adecuada de tierras inestables por el apresuramiento durante la fase de construcción, el uso de tubería demasiado corroído por dentro, y el uso de personal sin calificaciones adecuadas. Abordamos en esta segunda respuesta a TGP nuestro concepto de la imprescindible auditoría independiente y el proyecto de reparaciones a los ductos. Además presentamos nuestro comentario sobre los puntos de mayor relevancia de la respuesta larga de TGP (marzo 2006, 86 páginas) y la carta respuesta de TGP (marzo 2006, 4 páginas) al reporte de E-Tech.

Auditoría Independiente y Proyecto de Reparación

Lo que es imprescindible ahora es iniciar e implementar una auditoría independiente lo más pronto posible. Debe dirigirse por una entidad que no haya estado involucrada en el proyecto y una que no responda a ningún intento de limitar indebidamente el alcance de la auditoría ni influir en las conclusiones y recomendaciones de la misma. La sociedad civil peruana propuso hace dos años al gobierno de Perú y al Banco Interamericano de Desarrollo (BID) que la Comisión de Evaluación de Impacto Ambiental de Holanda (el MER en holandés, <http://www.commissiemer.nl/eia/>), una entidad gubernamental, se encargara de una auditoría independiente del Proyecto Camisea. Desafortunadamente el proyecto de una auditoría realmente independiente, que es uno de los términos del préstamo que hizo el BID al proyecto, no se ha avanzado mucho en los últimos dos años. El MER guarda su independencia e integridad, por tanto la sociedad civil peruana estaba de acuerdo de dejarla dirigir la auditoría. El MER requiere que el gobierno de Perú le invite a realizar la auditoría para evitar conflictos más adelante si el gobierno mismo no está de acuerdo con las conclusiones y recomendaciones de la auditoría. El MER no es necesariamente la única organización capaz de dirigir la auditoría. Sin embargo, debe ser una entidad con la altura del MER y con su merecida reputación por la transparencia. Además, debe ser una entidad capaz de tomar testimonios confidenciales bajo juramento. Al contrario, el personal con conocimientos de lo que pasó en el campo durante la fase de construcción, que están dispuestos a dar testimonio bajo condiciones de absoluta confidencialidad, simplemente no lo haría por temor de represalias contra su fuente de trabajo o su persona.

Alcance y Cronograma de la Auditoría

Los trabajos de la auditoría señalados abajo se realizarán en paralelo. La auditoría incluirá tanto el gasoducto como el poliducto. La etapa de la auditoría duraría aproximadamente seis meses, y abarcará como mínimo:

- Auditoría de interpretación radiográfica al 100 por ciento. Los ductos seguirán funcionando durante la auditoría de interpretación radiográfica.
- Auditoría de los estudios de los consultores y auditores de TGP (geotécnica, soldadura, control de erosión, etcétera).
- Opinión técnica si las recomendaciones de los estudios técnicos fueran acertadas a la luz de las condiciones actuales donde se hallan las obras.
- Comparación con lo que hizo en el campo respecto a las recomendaciones de los consultores y auditores.
- Revisión de las gráficas continuas de medición de presión en los ductos para verificar si los ductos estuvieran operando dentro de su presión máxima permisible.
- Identificación de mejores alternativas para la etapa de reparación (donde sea aplicable).
- Análisis del pipebook para verificar el número de colada de los tubos utilizados y para verificar el año de fabricación (se requerirá aproximadamente dos meses). Los ductos seguirán funcionando durante la auditoría del pipebook.

Alcance y Cronograma del Proyecto de Reparación del Poliducto

- Soldeo de los tubos buenos a instalar (después de verificar su certificado de calidad, número de colada, y año de fabricación por medio de la auditoría al pipebook).
- Reemplazo de los tramos con posibles fallas y que han sido mal interpretados radiográficamente.
- Lastrar los tubos en los sitios donde se harían los reemplazos siempre y cuando sean zonas con bastante lluvia.
- La prueba hidrostática de cada tramo reparada - tendría que comprender del punto de reparación más 5 km. para ambos lados. La secuencia de las pruebas hidrostáticas sería:
 - Determinar el número de segmentos de ensayo
 - Parar el bombeo de líquidos en el ducto
 - Drenar los líquidos hidrocarburos a tanques
 - Instalar el primer múltiple en el primer segmento
 - Instalar el segundo múltiple en el segundo segmento
 - Ensayar el primer segmento con agua
 - Hacer las reparaciones necesarias
 - Impulsar el agua del primer segmento al segundo (para minimizar la cantidad de agua utilizada y hacer más fácil la limpieza del agua al final)
 - Hacer las reparaciones necesarias
 - Repetir tanto como sea necesario

- Reparación y repetición de la prueba hidrostática si la primera prueba revela que no se haya resuelto adecuadamente los problemas con el punto débil.
- El proyecto de reparación se podría llevar a cabo en paralelo con la auditoría en secuencia selva/sierra/costa - los cambios de las tuberías con sus respectivas soldaduras se podrían iniciar dos meses después de cuando se haya iniciado la interpretación radiográfica. Se estima que el proyecto de reparación llevaría entre 6 y 8 meses, por juicio del autor principal basado en su conocimiento del alcance de las deficiencias. El poliducto estará fuera de servicio durante las pruebas hidrostáticas y cuando se están conectando los tramos de reemplazo.
- Gasoducto - se reemplazarán los tramos débiles del gasoducto siempre y cuando la revisión de las placas de radiografía y el estado de la tubería (determinado por medio de una revisión del pipebook y los datos recolectados del caliper geométrico y el chanco inteligente) lo recomiende.

Costo de la Auditoría y el Proyecto de Reparación

El costo global de la auditoría y el proyecto de reparación se estima (por expertos en la materia en los EEUU) entre \$50,000,000 y \$100,000,000 en dólares para el poliducto, sin estimar el costo de la tubería de reemplazo ni el costo de movilización de trabajadores. La gran mayoría del presupuesto se dedicaría a las pruebas hidrostáticas. Los costos específicos son:

- Auditoría independiente - se estima a no más de \$2 millones. La auditoría duraría aproximadamente seis meses.
- Prueba hidrostática - El costo por segmento de ducto sujeto a una prueba hidrostática se estima entre \$500,000 y \$1,000,000. El costo aproximado de las pruebas hidrostáticas sería alrededor de \$50,000,000 a \$100,000,000, presumiendo que haya entre 100 y 200 segmentos sujetos a una prueba hidrostática en total.

Análisis de Fallas

TGP insiste que las fallas no tienen nada que ver con la calidad de la soldadura. Al contrario, OSINERG ha identificado desperfectos en la soldadora como la causa de la 2º falla. OSINERG presentó su análisis de las causas de las cinco fallas a mediados del mes en curso (marzo 2006). Acorde al análisis de OSINERG, las razones por las fallas en el poliducto son:

- 1º Falla – Fuerza externa (sobrecarga en la recomposición del derecho-de-vía (DDV) y sin drenajes), km. 8.8, diciembre 2004.
- 2º Falla – Falla en el proceso de soldadura (existencia de un poro en la junta soldada), km. 222, agosto 2005.
- 3º Falla – Fuerza externa (zona geológicamente inestable), km. 200, septiembre 2005.
- 4º Falla – En investigación, km. 50, noviembre 2005.
- 5º Falla – En investigación, km. 126, marzo 2006.

OSINERG ha comprobado que la causa de la 2º falla era la calidad de la soldadura. OSINERG sigue investigando las causas de las 4º y 5º fallas. E-Tech opinó sobre las causas probables de la 4º falla en su reporte. La 5º falla sucedió después de la publicación del reporte de E-Tech el 27 de febrero 2006.

TGP intenta usar el mismo análisis metalúrgico que hizo su contratista Metallurgical Consultants, Inc. (Houston) en febrero 2005 sobre las causas de la 1º falla, presentado en el Anexo 9 de la respuesta larga de TGP, para desmentir que la 3º falla que sucedió en septiembre 2005 no tuviera nada que ver con problemas de calidad de la tubería ni de soldadura. Puede ser, pero no tiene lógica respaldarse en un análisis metalúrgico que se preparó medio año antes de la 3º falla. En resumidas cuentas, el rechazo por parte de TGP de problemas con la soldadura como uno de las causantes de las fallas simplemente no tiene fundamento.

El Sistema de Detección y Bloqueo de Fugas

El sistema de detección y bloqueo de fugas se ha mostrado sumamente inadecuado. El contrato BOOT (p. 98) dice *“En los ductos se instalará estratégicamente válvulas de bloqueo para minimizar los derrames en caso de fugas o roturas de la tubería; teniendo en cuenta, para ello las condiciones de terreno, diámetro de la tubería, cruce de cauces, posibilidad de deslizamiento de tierra, condiciones de línea enterrada o aérea, velocidad de detección de roturas.”*

El sistema actual ha dejado que hasta dos horas de producción del poliducto se haya derramado después de una falla. La capacidad actual del poliducto es 50,000 barriles por día (bbl/día). Si presumimos que el poliducto estaba trabajando a sus capacidad cuando sucedieron las fallas, podemos ver que en la última falla se derramó aproximadamente dos horas de producción, entre 4,000 y 6,000 bbl, tras la ruptura. TGP dice que 50 por ciento del producto derramado se evapora al instante y por tanto los derrames no son tan impactantes como implica la cantidad total derramada. TGP sugiere que la evaporación es manera sana y segura para desecharse de los productos derramados. Al contrario, es probable que estos gases inflamables contribuyeran al incendio que ocurrió después de 5º falla el 4 de marzo.

Parece evidente que 1) la ubicación de las válvulas no es óptima, y/o 2) hay insuficientes válvulas. Esto es totalmente inaceptable, representa un peligro latente para toda persona que vive cerca del DDV, y demuestra que el sistema de detección y bloqueo de fugas necesita un mejoramiento de inmediato. La auditoría debe abarcar un análisis del sistema actual de detección y bloqueo de fugas y debe recomendar pasos específicos para mejorar su funcionamiento.

El Rol de los Consultores y Inspectores en el Proyecto Camisea

TGP se respalda tras el concepto de que contractó con varios consultores que se encargaron de los trabajos técnicos de diseño y supervisión en el campo. Hace referencia repetidas veces a sus consultores y inspectores, como Gulf Interstate, HydroCanada, Tecnicontrol, Domas, Walsh, y los consultores del BID, Stone y Webster

y URS, en un intento de avalar la calidad de las obras (véase la lista de consultores el Anexo 7 de la respuesta larga de TGP). La lógica parece ser que si TGP contrató con consultorías conocidas, el proyecto, por el simple hecho de que TGP contratara con consultores internacionales, debería de haberse construido bien. Esta es una equivocación. TGP estaba al mando y incorporó o no los diseños y recomendaciones de los consultores a su azar. Un propósito fundamental de la auditoría independiente será entender cuál era el papel que ejercieron estos consultores, cuales eran sus diseños y recomendaciones, y cuál era en realidad lo que Techint y TGP construyó en el campo.

E-Tech responde a cada uno de los cinco puntos que presenta TGP en la carta respuesta a E-Tech en los párrafos subsiguientes.

1. El asunto del apuro que mostró TGP y sus consecuencias:

Afirmación E-Tech:	Situación acorde a la carta respuesta de TGP:
<p>1 <i>“Las empresas a cargo del proyecto tuvieron como consigna dominante terminar el tendido del piping en el plazo fijado por el contrato con el Estado peruano. Cada día de demora hubiera acarreado penalidades que podían llegar a un acumulado de 90 millones de dólares. Este apuro trajo como consecuencia una serie de omisiones e irregularidades...”</i></p>	<p>Como en todos los contratos de Ingeniería, Suministros y Construcción, en el contrato Camisea las partes acordaron un plazo para la terminación de los trabajos conforme a los estudios de factibilidad que se hicieron previo a la firma del contrato.</p> <p>Tanto el constructor Techint como TGP trabajaron para cumplir con los plazos así fijados, de acuerdo a los cronogramas de construcción y a los estándares de calidad establecidos. Los cronogramas de ejecución de los trabajos no fueron improvisados ni tenían como objetivo el no pago de penalidades. Por el contrario, los mismos fueron fruto de evaluaciones y elaborados conforme la experiencia del constructor en la materia.</p>

El apuro de Techint está ampliamente documentado en los reportes mensuales de la consultoría ambiental URS que estaba bajo contrato al BID durante la etapa de construcción. Los reportes mensuales están disponibles en la página Web del Proyecto Camisea (www.camisea.com.pe).

URS reportes mensuales - enero 2003, febrero 2003, marzo 2003, abril 2003, mayo 2003, junio 2003: *La demora en la implementación de las medidas de erosión y control es una deficiencia repetida que es inconsistente con el PMA y las especificaciones ambientales de TGP. Es de esperar que a estas alturas de la construcción, Techint este familiarizado con estas prácticas. La mayoría de las deficiencias observadas durante enero (2003) es la falta de implementación de las medidas de erosión y sedimentación en la áreas de los bofedales. Este parece ser el resultado de la incapacidad por parte de Techint de una atención integral en la protección ambiental con relación a la secuencia del trabajo constructivo, que resulta en el retraso de la instalación de las medidas de control de erosión. Este ha sido un problema crónico observado antes de la paralización por las fiestas de fin de año.*

En el sector Selva, fuertes lluvias y escorrentías han sobrepasado las capacidades de las medidas de control existentes y creado nuevas preocupaciones las mismas que deberán ser corregidas inmediatamente que las condiciones climáticas mejoren. TGP debe continuar con la identificación y priorización de las áreas problemáticas que requerirán ser reparadas, y asegurarse que sean corregidas adecuadamente tan pronto como sea posible a fin de reiniciar el trabajo en este sector. Las probables causas para el retraso en la instalación y el mantenimiento de las MPMA incluyen:

- *Inhabilidad de las cuadrillas de control de erosión de mantenerse al mismo ritmo que las otras actividades de la construcción.*
- *Énfasis de parte de Techint en el avance de la instalación de las tuberías, en vez de otras importantes responsabilidades.*
- *Insuficiente supervisión por parte de TGP en hacer cumplir las medidas de control de erosión.*

La respuesta de TGP simplemente no concuerda con las observaciones mensuales de URS. TGP p. 9, *El movimiento de tierra es inherente a cualquier obra de ductos. En todos los casos, una vez instalada la tubería se realizaron las obras de protección necesarias para brindar estabilidad a la instalación siguiendo los códigos de aplicación vigentes (ASME B 31.8 y B.31.4)¹ y las recomendaciones de los asesores geotécnicos “LTDA Ingenieros Consultores Colombia” entre otros que se consultaron para temas específicos y cuyo detalle obra en los archivos de TGP todos de amplia experiencia en la materia.*

El apuro que mostró TGP por avanzar la tubería a costo del control de la erosión es evidente en los reportes mensuales de URS. Como decimos en el reporte de E-Tech (p. 21), simplemente no es posible abrirse paso por zonas accidentadas de la selva y evitar una erosión tremenda sin instalar muros de contención fuertes de inmediato. La falta de empeño por parte de TGP en las medidas de control de erosión a la hora debida sigue siendo un factor de las fallas del polducto.

TGP se disculpa de toda responsabilidad por las fallas. TGP p. 45, *Las cargas externas fueron analizadas y se adoptaron las medidas correctivas que correspondían. Se siguieron las recomendaciones de los expertos en la materia. Las soluciones adoptadas han respondido a la situación particular que en cada caso correspondía. Los deslizamientos imprevisibles no fueron considerados en el diseño de la instalación. Las tuberías se calculan para absorber presión interior más los esfuerzos usuales de carga del terreno. En cruces de características especiales se realizan cálculos específicos considerando esfuerzos adicionales.*

La realidad es la respuesta a la lógica de TGP. El consorcio hace hincapié en que todo se ha hecho conforme a los estándares estado-de-arte, subrayando una y otra vez que el consorcio contrató con consultores de renombre en los ramos de geotécnica, soldadura, y análisis de fallas. Lo que cuenta es lo que pasó en el campo durante la fase de construcción. Los supervisores de campo hacían lo que querían en este proyecto al juicio del autor principal del reporte de E-Tech, quien estuvo en el campo año y medio observando todo el entorno bajo contrato a Techint. Como ya se ha

señalado, un aspecto fundamental de la auditoría independiente que se debe llevar a cabo será una comparación detallada de los análisis y recomendaciones de los consultores de TGP con lo que actualmente sucedió en el campo.

La realidad es que ha habido cinco fallas en el poliducto en tan solo quince meses. Es casi inédita tener ni una sola falla en la primera etapa de operaciones de un oleoducto, mucho menos cinco fallas. Es fácil echarle la culpa a la naturaleza por las fallas. La realidad es que TGP tomó la decisión de ignorar lo que obviamente iba a ser el resultado negativo de su apuro, como hace evidente el comentario del consultor URS al BID en 2003. Si TGP hubiera previsto durante la licitación en 2000 que se debería de esperar un sinnúmero de fallas en la primera etapa de operaciones por los desafíos inherentes en la obra, nunca habría ganado la licitación por auto-clasificarse como incapaz. La realidad es que todos los atajos que tomó TGP durante la fase de construcción tienen su precio, y Perú está pagando este precio ahora.

2. El asunto de soldadores sin calificaciones adecuados:

Afirmación E-Tech:	Situación acorde a la carta respuesta de TGP:
<p>2 <i>“Los principales problemas con la soldadura en el campo fueron: 1) soldadores insuficientemente calificados, 2) soldaduras efectuadas por soldadores sin experiencia, muchos de los cuales fueron promovidos de amoladores (ayudante de soldador) a soldadores durante el proyecto sin una capacitación formal...”</i></p>	<p>Todos los soldadores que intervinieron en la ejecución del Proyecto Camisea fueron calificados de acuerdo con los requerimientos de las normas aplicables, y fueron además entrenados en la soldadura de tuberías de la calidad empleada en el Proyecto Camisea, en la Escuela de Soldadura que organizó el constructor. Para pasar la prueba de calificación, se debe saber soldar adecuadamente y conforme lo exigido por las normas ya mencionadas. Asimismo, las soldaduras son evaluadas radiográficamente para constatar su conformidad con las normas de aplicación. Toda la documentación sobre el proceso de calificación de los soldadores se encuentra disponible en TgP.</p>

E-Tech coincide con TGP que al principio todos los soldadores fueron a la escuela que se formó Techint en Pisco antes del inicio de las obras en el campo. La escuela de soldadura se cerró tan pronto empezó el proyecto. Esta escuela tuvo muchas deficiencias:

- No todos los inspectores tenían un nivel adecuado para calificar soldadores, ya que en alguna oportunidad hubo inspectores que habían estado en el curso de formación de inspectores que había sido dictado por especialistas colombianos. Estos inspectores aparecieron en Pisco calificando soldadores, sin que ellos hayan aprobado ni el primer examen de evaluación.
- Hubo mucha preferencia por soldadores extranjeros, en muchos casos estos eran ayudados por los supervisores que tenían a cargo cierta parte de la evaluación, a ellos no les importaba si no pasaban la primera ni la segunda prueba, solamente los pasaban. Esto no sucedió con los soldadores peruanos ya que ellos eran descalificados al instante sin tener ninguna oportunidad de reclamar. E-Tech tiene

testigos que podrían dar fe a estas observaciones siempre y cuando haya garantías de completa confidencialidad.

- Es cierto que el señor que aparece firmando los certificados de la calificación de los soldadores es el Sr. Daniel Fernández, quien era jefe de Control de Calidad de Techint. El Sr. Fernández si tiene un buen nivel en lo que respecta a soldadura, ya que este profesional tiene años de experiencia como radiólogo. Es de respetar.
- En lo que respecta a la calificación de soldadores en campo (ya la escuela se había cerrado) esto lo hacían inspectores sin experiencia y sin el mas mínimo conocimiento de la norma API 1104. Estos inspectores nunca firmaron ningún certificado ya que lo hacía el Sr. Fernández. No sabemos como lo hacía el Sr. Fernández para estar en todas las bases (sierra, selva, costa) para tomar las evaluaciones. Nunca se le veía ya que únicamente se le enviaban los certificados para que firmara. También van a aparecer certificados firmados por jefes de calidad de cada base sin que estos hayan tomado la evaluación (el Sr. Pablo Santamauro entre otros) por lo general estos señores nunca estaban presente en la calificación de los soldadores. Ellos únicamente firmaban los certificados.

Es cierto que todas las soldaduras fueron radiografiadas. El asunto de preocupación es que estas radiografías fueron mal interpretadas por personal sin las calificaciones necesarias para interpretar radiografías. TGP incluye como ejemplo de su programa de certificación de soldadores el certificado de un soldador peruano. Otro objetivo de la auditoria será conocer cuanto tiempo trabajó en el proyecto cada soldador, cuantos recibieron su certificado en la escuela en Pisco, y cuantos recibieron sus certificados en el campo después de que se cerró la escuela.

3. El asunto del uso de tubería sobrante en el Proyecto:

Afirmación E-Tech:	Situación acorde a la carta respuesta de TGP:
<p>3 <i>“Según los estimados del autor, por lo menos la mitad de la tubería utilizada en el piping de Camisea es sobrante de otros proyectos”.</i></p>	<p>Todos los tubos correspondientes a las líneas troncales, tanto los del gasoducto como los del oleoducto, y que fueran provistos por Tenaris para el Proyecto Camisea, eran nuevos y fueron fabricados específicamente para dicho proyecto, con el estándar más alto a nivel internacional. Toda la documentación al respecto se encuentra archivada en TGP y está disponible para ser consultada.</p> <p>La inspección del proceso de fabricación y recubrimiento de los tubos fue además inspeccionada por el constructor, quién se valió de de la firma independiente Moody Internacional para llevar a cabo la supervisión de todo el proceso de fabricación.</p>

El último árbitro de los antecedentes de los tubos instalados en los ductos es el pipebook. La realidad es que una parte significativa de esta tubería llegó al sitio de las obras sin protección de los extremos y con corrosión interna. Sin embargo, el uso de tubería sobrante de otros proyectos, o el uso de tubería que ha estado expuesto a la

intemperie por mucho tiempo sin protección interna adecuada después de su fecha de fabricación, no está prohibido por los códigos (ASME B31.4 y ASME B31.8) que siguió TGP en la fase de construcción. Lo que prohíben los códigos es el uso de tubería con corrosión interna excesiva. La estadía a la intemperie originó que parte de la tubería tuviera espesores de pared fuera de los límites de aceptación que definen los códigos. La corrosión interna excesiva es el problema fundamental. Si la razón por la cual es que la tubería fuera sobrante de otros proyectos o simplemente estuviera depositado sin protección interna adecuada por mucho tiempo dentro de las instalaciones de Tenaris es más bien un asunto de naturaleza contractual.

TGP proporciona un número de certificados de Tenaris-Confab (Brazil) en su respuesta a E-Tech (véase el Anexo 2) con el propósito de comprobar que toda la tubería utilizada en el proyecto era nueva y de buena calidad. Sin embargo, no sabemos si la tubería que se identifica en el Anexo 2 es en realidad la misma tubería que se incorporó en el proyecto. Es por tanto que un paso fundamental de la auditoria será una revisión detallada del pipebook, donde se identifican los antecedentes de cada tubo instalado.

Por ejemplo, TGP incluye en el Anexo 2 un certificado de autorización de envío para 1,784 piezas de tubería de 14 pulgadas inspeccionada con fecha de 28 de enero 2002. Anexamos abajo dos fotos de tubería de 14 pulgadas esperando soldarse en el DDV del Proyecto Camisea el 22 de junio 2003. La tubería en la foto no pertenece necesariamente a la autorización de envío en el Anexo 2. Sin embargo, ya había pasado año y medio desde la fabricación. Como se ve en las fotos, la parte externa de los tubos tiene una tricapa de polietileno, tal como indica TGP. En cambio la parte interna de los tubos no está protegida de ninguna manera y ambos tubos están sentados en el lodo y el agua. El asunto clave es la falta de protección interna para una parte significativa de la tubería utilizada en el proyecto. Esta tubería llevaba mucho tiempo expuesto a la intemperie antes de llegar al sitio de las obras. El asunto técnico fundamental es el grado de corrosión interna en los tubos que fueron instalados, no quien era el fabricante ni donde se almacenaron estos tubos antes de instalarse.

Fotos de Tubería de 14 Pulgadas, DDV Proyecto Camisea, 22 de junio, 2003



4. El asunto de corrosión excesiva en la tubería:

Afirmación E-Tech:	Situación acorde a la carta respuesta de TGP:
<p>4 <i>“Esos tubos estuvieron almacenados en la intemperie en Ecuador y Brasil antes de ser enviados a Perú. Por acción de factores naturales de la naturaleza llegaron a Perú con corrosión excesiva...”</i></p>	<p>Ninguno de los tubos perteneció a otro proyecto ni estuvieron depositados en Ecuador o Brasil. La estiba en Brasil y/o Argentina corresponde a la estiba normal posterior a su fabricación hasta el embarque para su traslado al sitio de entrega.</p> <p>Las tuberías utilizadas no presentaron problemas de corrosión a su arribo a Perú porque fueron protegidas por Tenaris, en fábrica, de acuerdo a las especificaciones de Techint /TGP, con un tratamiento tricapa de polietileno.</p>

TGP no tiene otro remedio sino desmentir el uso de tubería sobrante en el proyecto. El contrato BOOT (p. 29) contiene una prohibición explícita contra el uso de tubería sobrante. Este ejemplo subraya la necesidad de una auditoría verdaderamente independiente del control de los actores como TGP que posiblemente se verían perjudicados por los resultados. Cabe la posibilidad de que haya culpables más allá de la naturaleza. La idea tras la auditoría independiente será definir con transparencia las deficiencias, las razones por las deficiencias, y los pasos necesarios para reparar los ductos para asegurar una vida confiable sin fallas de por lo menos 20 o 30 años.

El comentario de TGP, que estos tubos hayan sido protegidos y que no presentaran corrosión interna, es falso. Toda tubería que sale de un centro de manufactura sale con protección de polietileno o capa metálica en forma de un acoplamiento para que no se malogre sus extremos. Cantidades de tubos que nunca tuvieron ninguna protección en los extremos fueron vistos por varios ingenieros peruanos trabajando en el campo durante el proyecto. Además del autor principal, E-Tech tiene dos testigos a nivel de ingeniero de campo que pueden dar fe a la falta de protección en los extremos de los tubos (bajo criterios de confidencialidad y seguridad aceptables). En ciertos casos estos tenían sus biseles dañados, ya que estos fueron reparados por personal sin experiencia que utilizaban herramientas inadecuadas.

El documento de TGP insiste que cada tubo que fabricó Tenaris tuviera sistema tricapa de protección exterior, como respuesta a la observación de E-Tech que mucha tubería llegó con corrosión excesiva. El reporte de E-Tech no menciona ni critica el sistema tricapa de protección exterior utilizado por Tenaris. El sistema de protección exterior es apropiado. Nuestra preocupación siempre ha sido el grado de corrosión interna en una parte significativa de la tubería que se incorporó en el proyecto.

Como ya hemos mencionado TGP debe mantener archivado los antecedentes de cada pieza de tubería y se debe recordar cualquier modificación hecha a esta tubería antes de instalarla. Este documento se llama el pipebook (o paybook). El pipebook original de Techint debe incluir la fecha de fabricación de cada tubería utilizado en el proyecto. Un resumen incompleto de una sola página del pipebook que presenta TGP en el

Anexo 6 de su respuesta a E-Tech es una pequeña parte del documento. El Presidente Ricardo Markous de TGP se comprometió en la reunión patrocinada por el BID en Washington, DC el 27 de febrero 2006 a hacer accesible el pipebook original a los autores del reporte de E-Tech. TGP indica (p. 19) en su respuesta larga que el pipebook se encuentra en TGP a disposición para su examen. Estamos disponibles a viajar a Lima para revisar el pipebook en las oficinas de TGP. Esta revisión del pipebook será una parte clave de la primera etapa de la auditoría independiente y durará aproximadamente dos meses.

5. El asunto de irregularidades en las pruebas hidrostáticas:

Afirmación E-Tech:	Situación acorde a la carta respuesta de TGP:
<p>5 <i>“Si bien en algunos casos las pruebas hidrostáticas se llevaron a cabo correctamente, en otros casos hubo serias deficiencias e irregularidades”.</i></p>	<p>Todas las pruebas hidrostáticas fueron realizadas en total acuerdo con el código de aplicación vigente. En todos los casos las mismas fueron conducidas por personal altamente capacitado para dicha tarea, con amplia y demostrable experiencia; y los instrumentos de medición y ensayo utilizados para la ejecución de las pruebas hidráulicas fueron contrastados para asegurar que estaban en condiciones de realizar las ediciones y controles durante la ejecución de los tests.</p> <p>Los registros correspondientes se encuentran debidamente catalogados y archivados como Actas de Prueba Hidráulica, las cuales están disponibles para quien quiera verificarlas.</p>

E-Tech concuerda que los procedimientos que fueron usados para pruebas hidrostáticas están de acuerdo a los códigos vigentes. El asunto es que no fueron bien aplicados. No se trata únicamente de llenar o hacer un checklist. Hay que demostrar que estas pruebas hidrostáticas están bien hechas con personal capacitado. El uso de personal calificado para instalar cable de fibra óptica y tomar radiografías, como anotó E-Tech en nuestra primera respuesta a TGP el 4 de marzo 2006, a nuestro juicio parece lejos de utilizar personal con “amplia y demostrable” experiencia para llevar a cabo dicha tarea.

TGP ha presentado en su respuesta larga el certificado de calibración de uno de los manómetros que Techint empleó en las pruebas hidrostáticas (Anexo 5 - Certificado de calibración de manómetro de pistón y pesas - Servicio Nacional de Metrología de Indecopi), que se presentan en los Anexos 4 y 8 (Certificados de aprobación de Prueba Hidrostática – Sección NGL 1 y Sección NGL 29). Parece que el concepto tras el Anexo 5 es mostrar que Techint hizo debidamente todas las calibraciones necesarias para asegurar la validez de las pruebas hidráulicas en los Anexos 4 y 8. La fecha de calibración del manómetro en el Anexo 5 es el 12 de enero 2004. No obstante, la fecha señalada para la prueba hidrostática de la sección NGL 1 es el 12 de agosto 2003 y para la sección NGL 29 es el 7 de mayo 2003. No entendemos como una calibración de manómetro hecha en el 2004 podría servir algún propósito relativo a dos pruebas

hidrostáticas hechas en 2003. Una revisión detallada de todas las calibraciones hechas por Indecopi a los instrumentos de Techint deberá ser parte integral de la auditoría independiente.

Debemos apuntar que había mucho más instrumentos que requerían una certificación de calibración, no solo el manómetro en el Anexo 5. La auditoría independiente deberá comprobar que todos los instrumentos utilizados en todas las pruebas hidrostáticas fueron debidamente certificados al momento de las pruebas, y más aun, que todas estas pruebas estuvieron supervisadas por OSINERG.

TGP indica en su respuesta a E-Tech que la normativa Peruana no establece ningún valor en particular para la prueba hidrostática. Este no es el caso. El Reglamento para la Protección Ambiental en las Actividades de Hidrocarburos del 12 de noviembre 1993, el Decreto Supremo N° 046-93-EM, dice *“Los oleoductos y gasoductos deberán ser sometidos a una prueba hidrostática no menor al 150% de la presión de operación normal antes de ser puesto en operación.”* El contrato BOOT (p. 98) que firmó TGP dice *“Los oleoductos y gasoductos deberán ser sometidos a una prueba hidrostática no menor al 150% de la presión de operación normal antes de ser puesto en operación.”*

TGP insiste que no hay necesidad de repetir las pruebas hidrostáticas debido a que se hicieron bien la primera vez. Esta perspectiva no tiene lógica. La primera vez que se hicieron las pruebas hidrostáticas no se hubieran sucedido las cinco fallas. El propósito al principio era comprobar la integridad de cada tramo de los ductos. Ahora el propósito es identificar con precisión los puntos débiles por descubrirse en los ductos y luego reparar y/o reemplazarlos. El propósito es diferente. La mejor manera de identificar los puntos débiles es la prueba hidrostática. El programa de pruebas que TGP ya ha puesto en marcha con el chanchito inteligente, el caliper geométrico, el georeferenciador inercial, y el flujo magnético longitudinal de alta resolución podría proveer datos valiosos. El caliper geométrico sería útil para buscar embolladoras u otros desperfectos que se hayan resultado del uso de la técnica en los tramos accidentados de empatar las puntas de la tubería por la fuerza para hacer posible la soldadura. No obstante, sería mucho mejor si estas pruebas se efectuaran bajo el mando de un auditor verdaderamente independiente y transparente.

TGP indica los resultados de estas pruebas estarán listos para finales de 2006. ¿Cuántas fallas más se verán para antes del finales de 2006? El propósito principal de TGP parece ser evitar parar el poliducto en vez de dedicarse un tiempo, estimado por E-Tech de varios meses, a una segunda ronda de pruebas hidrostáticas y reparaciones. Una segunda ronda de pruebas hidrostáticas debe ser parte imprescindible del programa de reparación.

Papel que Jugó el Autor del Reporte de E-Tech en los Trabajos de Campo

El autor principal del reporte de E-Tech, el Ing. Carlos Salazar, salió del Proyecto Camisea por su propia voluntad por no estar de acuerdo con las prácticas de TGP. Trabajó en la selva y la sierra. Es ingeniero inspector y auditor en soldadura de piping

en oleoducto, gasoducto, poliductos, y recipientes a presión. Fue ingeniero inspector de la instalación de tuberías (tanto el gasoducto como el poliducto) para el Proyecto Gas de Camisea Techint de febrero 2002 a junio 2003. Sus responsabilidades abarcaban la supervisión de soldadura en línea regular, cruces especiales, supervisión en calificación de soldadores en API 1104 y AWS, y supervisión en interpretación radiográfica de juntas soldadas. Está calificado para dar su opinión profesional en todo el ámbito relacionado a piping, apertura de DDV, zanjado, cruces especiales, bajado, tapado y recomposición de DDV. Lo que dice TGP respecto a la razón por la cual el Ing. Salazar terminó su involucramiento con el proyecto, las zonas donde trabajó, y el alcance de sus conocimientos, es falso.

Conclusión

El propósito del reporte de E-Tech es asegurar la integridad de los ductos a lo largo de la vida útil del Proyecto Camisea. Esto es fundamental para asegurar los esperados beneficios económicos al Perú y para proteger a los peruanos y el ambiente a lo largo de la ruta. Es urgente poner en marcha una auditoría verdaderamente independiente y un proyecto de reparaciones lo más pronto posible.

#####