

Resumen Ejecutivo

1.- Introducción

El Ministerio de Energía y Minas del Perú (MEM), concedió a Germanischer Lloyd Perú S.A.C. y a Lloyd Germánico de México, S. de R.L. De C.V., de aquí en adelante denominados como uno solo con las iniciales **GL**, luego de haber ganado la licitación respectiva, la realización de la Auditoría Integral de los Sistema de Transporte de Gas Natural (GN) y Líquidos de Gas Natural (LGN), por ductos del proyecto CAMISEA. La mencionada auditoría fue desarrollada en el Perú desde el mes de Octubre 2006 hasta el mes de Octubre 2007.

Este resumen del Reporte Final comprende el alcance del trabajo así como los resultados más importantes de cada disciplina técnica evaluada.

La auditoría incluye una revisión extensiva documental, análisis de ingeniería de los aspectos correspondientes a la seguridad técnica, visitas al lugar, visitas de inspección del "Derecho de Vía" de los ductos e instalaciones importantes que conforman el Sistema de Ductos, reuniones de talleres técnicos de trabajo, así como entrevistas del personal clave de los Operadores y Contratistas del Sistema de Ductos Camisea, todo lo anterior analizado y plasmado en el Reporte Final y en este Resumen Ejecutivo al leer y entender de Lloyd Germánico de México, S. de R.L. de C.V. y de Germanischer Lloyd Perú, S.A.C. Debido a que no es parte de nuestro alcance contractual, GL no tiene el conocimiento directo de las condiciones del sub-suelo, ni puede ofrecer garantías en relación a las mismas, así como de las condiciones que no haya podido ver, de la construcción o de la información contenida en los documentos entregados o que no han sido revisadas por no pertenecer al alcance de la auditoría.

Los comentarios emitidos en relación a la construcción, misma que no fue atestiguada por **GL**, o bien los comentarios emitidos sobre las condiciones del subsuelo, están en conformidad con los estándares actuales de la práctica profesional de ingeniería y geología.

En la auditoría se examinaron los aspectos importantes de todas las fases del Sistema de Ductos del Proyecto CAMISEA y de sus operaciones, desde su inicio hasta la fecha de conclusión de la auditoría. La auditoría se realizó a lo largo del "Derecho de Vía" de los ductos y en las instalaciones de Transportadora de Gas de Perú (TGP) por un equipo internacional de especialistas experimentados en ductos en todas las disciplinas relevantes.

TGP fue responsable de la construcción de los sistemas de transporte como propietario y operador de ambos ductos. La construcción fue realizada por TECHINT, desde su concepción en el diseño y hasta las pruebas preoperacionales. La operación y mantenimiento de los ductos fue subcontratado a la compañía COGA.

Los principales componentes del sistema son el ducto de Gas Natural (GN) y el ducto de Líquidos de Gas Natural (LGN), así como las instalaciones superficiales, consistentes en las Estaciones de Bombeo y Compresión y las Estaciones Reguladoras de Presión.

Los ductos corren paralelos desde el campo de explotación en la selva, Planta Malvinas, atravesando parte de la Amazonía Peruana y la Cordillera de los Andes (hasta una altura de aproximadamente 4,800 metros sobre el nivel del mar (msnm)), descendiendo, ambos, hasta la localidad de Humay en el KP 520 + 240, desde donde continúa el ducto de líquidos hacia la Costa del Océano Pacífico, a la Planta de Fraccionamiento de Pisco, y el ducto de GN con dirección y finalizando en el Punto de Entrega en el sitio denominado City Gate Lurín, a unos 35 Km. al sur de la ciudad de Lima. Los detalles de la construcción de los ductos aparecen en el cuerpo principal del Reporte Final.

Desde el inicio de las operaciones en agosto de 2004 hasta septiembre de 2007, el ducto de LGN ha sufrido 6 fugas. Este número de incidentes, comparativamente elevado para un sistema nuevo de transporte, es lo que ha generado dudas sobre la integridad de los mismos y motivado la elaboración de esta auditoría. No obstante, es importante hacer notar que hasta el momento el ducto de GN no ha sufrido algún incidente; por lo que, su comportamiento hasta el momento es satisfactorio y el mismo se debe mantener con las medidas de mitigación, remediación y corrección que se han venido aplicando.

Dentro de los resultados principales de la auditoría en cada disciplina se han detectado algunas condiciones que pueden dar lugar a una mejora o aprendizaje para proyectos futuros y se expresan como "hallazgos", reflejados en un formato común y con una categorización de acuerdo con el grado de criticidad. Donde ha sido posible, se ha incluido una referencia al código o estándar, así como las recomendaciones para rectificar el hallazgo o aprender del mismo, otros corresponden a la aplicación de las Mejores Prácticas de Ingeniería.

Extensiones para el proyecto original:

A solicitud del cliente el proyecto se extendió dos veces por las siguientes razones:

- La primera extensión consistente en 28 días debido al requerimiento para incluir el sexto incidente que ocurrió el 02 de Abril del 2007 y para revisar la información adicional que fue suministrada en la última etapa del proyecto.
- La segunda extensión consistente en 60 días para revisar la información adicional presentada por el auditado después del 20 de Junio del 2007.

Con estas dos extensiones la fecha de la presentación del Informe Final se postergó al 10 de Octubre del 2007. EL propósito de ambas extensiones fue tomar en cuenta, toda la información facilitada y disponible, de modo que la auditoria reflejara exhaustivamente la condición de cada fase del proyecto.

2.- Objetivo de la Auditoría

El alcance de los trabajos a realizar, por parte de *GL* fue definido en los "Términos de Referencia" del proyecto, los mismos que se mencionan en el ítem N° 2.1 del Reporte Final y el objetivo y los resultados del proyecto están definidos en los siguientes conceptos:

2.1.- Atención a los puntos específicos de la Auditoría:

Los Términos de Referencia establecen el atender y dar respuesta a los siguientes puntos:

2.1.1.- Determinar si el diseño de los Ductos del Sistema de Transporte Camisea ha sido realizado de manera adecuada y de acuerdo a los Contratos BOOT que tiene suscritos TGP, así como el cumplimiento con las normas y estándares establecidos para este tipo de instalaciones, señalando y puntualizando las deficiencias encontradas y/o los incumplimientos al contrato, normas y estándares en que se hubiera incurrido.

GL, después de haber realizado la evaluación de la documentación que le fue proporcionada del diseño general de ambos ductos, determina que:

- El diseño de los ductos de LGN y GN ha sido adecuado para soportar las condiciones internas (Presión, temperatura, características del producto transportado, etc.), de acuerdo con la demanda máxima de servicio requerido, tomando en cuenta la condición del perfil hidráulico de cada uno de los sistemas.
- El diseño de los ductos de LGN y GN para las condiciones externas no cumple, debido a que fue elaborado en base a los resultados de deficientes e insuficientes estudios previos de investigación de las condiciones geológicas/geotécnicas (deslizamientos de terreno, huaycos, erosión de terreno, cruce de ríos, cruce de fallas superficiales, etc.), esta consideración no se cumplió del todo, como consecuencia de deficientes e insuficientes estudios previos de investigación de los peligros geológicos/geotécnicos.

Es importante remarcar que el ducto de Gas Natural, a la fecha, no ha sufrido algún incidente o falla, como consecuencia de ser éste de un diámetro y espesor más elevado, por lo que ha sido capaz de soportar esas cargas adicionales sin que haya llegado a una rotura.

Por lo anterior, se concluye que el diseño no fue del todo satisfactorio; por lo que, para remediar esta situación, TGP tiene que seguir realizando las actividades de monitoreo, mitigación y remediación que está actualmente realizando en todas aquellas zonas donde se detecte cualquier movimiento de tierra, con lo cual se podrá disminuir el riesgo de falla en el ducto de LGN, alcanzando su confiabilidad operativa requerida y manteniendo esta condición en el ducto de GN.

2.1.2.- Determinar si la construcción de los Sistemas de Transporte de Camisea ha sido efectuada de acuerdo al diseño, normas y las buenas prácticas de ingeniería, de modo que garanticen una instalación segura y confiable, verificando que las modificaciones de la obra fueron justificadas; señalando y puntualizando los incumplimientos a las normas y las deficiencias encontradas.

- En base a la evidencia presentada a **GL**, se determinó que los ductos de GN y LGN, si han sido construidos de acuerdo con el diseño para las condiciones internas
- De acuerdo con la información documental y planos presentados a **GL**, fue posible verificar que las modificaciones necesarias en la obra fueron justificadas.

Se ha determinado que los ductos han sido construidos de acuerdo con el diseño elaborado en su momento, con las observaciones de las deficiencias de lo desarrollado para los peligros geológicos/geotécnicos; que las normas han sido consideradas dentro del desarrollo de los trabajos de construcción, así como las Mejores Prácticas Recomendadas. El diseño sí fue revisado y aprobado por TGP como propietario/operador. Los procedimientos de soldadura propuestos cubren los requisitos mínimos de API 1104 en la construcción, pero tienen la deficiencia de no considerar los requerimientos de mayor capacidad de deformación en las zonas donde se podían dar o presentar cargas adicionales, como en los deslizamientos de terreno y/o falla superficial.

Dentro de las evaluaciones revisadas, de las fases de suministro y construcción, **GL** ha evaluado dos puntos importantes en los siguientes conceptos:

2.1.2.1.- Condición de las Tuberías utilizadas en la Construcción de los Ductos

La condición encontrada de las tuberías utilizadas para la construcción de los ductos, después de analizar la información proporcionada a **GL**, es la siguiente:

- Ducto de Gas Natural (GN), se recibió el 100% de la documentación de soporte, consistente en Órdenes de Compra y Certificados de Materiales que soportan que las tuberías de 32", 24" y 18" de diámetro nominal, en los diferentes espesores requeridos, fueron tuberías nuevas.
- Ducto de Líquidos de Gas Natural (LGN), se recibió el 99.952 % de la documentación de soporte, consistente en Órdenes de Compra y Certificados de Materiales que soportan que las tuberías de 14" y 10" de diámetro nominal, en los diferentes espesores requeridos, fueron tuberías nuevas.

No obstante, se hace la observación que algunas de las tuberías fabricadas por el proceso de soldadura ERW no tenían soportadas las pruebas de aplastamiento y doblez guiado, tal caso se observó en algunos de los tubos en los diámetros de 24", 18", 14" y 10". Hallazgo clasificado como categoría 2.

2.1.2.2.- Personal calificado en soldadura

Se presentó evidencia a **GL** de que durante la construcción de los ductos se contó y utilizó personal suficientemente calificado en todas las actividades.

a) Personal de Supervisión e Inspección Calificado:

Se proporcionaron los Currículo Vitae del personal que participó en las fases de la construcción, tanto en los conceptos de la fase de la Supervisión de la Soldadura como en el de la Inspección mediante Pruebas No Destructivas, soportando su experiencia para el personal de toma de decisiones en el Control de Calidad y la aplicación de las diferentes técnicas de inspección, así como referencias de cursos de capacitación en el área de la soldadura y certificados de acreditación en las pruebas no destructivas, para estos últimos desde los Niveles I a III.

b) Soldadores Calificados:

Se proporcionaron los registros de Calificación de los Soldadores que realizaron actividades de aplicación de soldadura en los diferentes procesos.

c) Procedimientos de Soldadura

Los procedimientos de soldadura propuestos y registros de calificación de los mismos estaban aprobados en base a la Norma API 1104.

Al respecto, es importante mencionar que se debió considerar los requerimientos adicionales de la prueba de impacto para la calificación de los procedimientos de soldadura, contemplados para un material de tubería API 5L Grado X70 y nivel de producto PSL2, de acuerdo a los requerimientos de ASME B31.4 y B31.8.

2.1.3.- Determinar si los Sistemas de Transporte Camisea cuentan con los sistemas de control y seguridad adecuados, que garanticen una operación eficiente, segura y confiable, de acuerdo a los Contratos BOOT, así como a las normas y estándares establecidos para este tipo de instalaciones, señalando y puntualizando las deficiencias encontradas y/o los incumplimientos al contrato, normas y estándares en que se hubiera incurrido.

- En base a la evidencia mostrada a **GL**, los Ductos del Sistema de Transporte del Proyecto Camisea, cuentan con sistemas de control y seguridad satisfactorios, los mismos que permitirán garantizar la operación luego de que se subsanen las recomendaciones de los Hallazgos pertinentes.

En base a lo descrito en los párrafos anteriores y a las evaluaciones realizadas por **GL** de los ductos, considerando las actividades de inspección y mantenimiento que se vienen realizando, las que incluyen trabajos de mitigación y remediación al igual que la recomendación de que se mantengan siempre sujetos al monitoreo constante y auditable de los mismos, es posible determinar que los ductos de GN y LGN actualmente se encuentran en condiciones operativas aceptables.

Actualmente los ductos vienen operando con un suministro menor al considerado en las bases de diseño; en

estas condiciones la presión de operación se encuentra hasta en un rango del 95% de la presión máxima permitida de operación dependiendo de si hay o no flujo del producto. Por eso, la presión no va a tener un incremento muy significativo en cuanto se requiera la máxima demanda, por lo que, tomando en cuenta las recomendaciones y realizando la atención de los hallazgos indicados en el cuerpo del Reporte Final, los ductos pueden alcanzar su capacidad máxima sin que se espere un incremento mayor del riesgo en los mismos. Se recomienda que al momento de requerir una mayor demanda, la presión de operación sea incrementada gradualmente, con el objeto de ir vigilando el comportamiento de los ductos bajo esa nueva condición.

3.- Desarrollo de Actividades.

Para efecto de soportar lo descrito en párrafos anteriores, a continuación se describe lo realizado por **GL** con el fin de cumplir con lo requerido de la Auditoría.

3.1.- Del Personal Auditor

Un equipo internacional de expertos experimentados en todas las disciplinas importantes relacionadas con líneas de tubería para sistemas de transporte de hidrocarburos, fue convocado para el proyecto incluyendo a personal de la oficina matriz de Germanischer Lloyd en Hamburgo, Alemania; de las oficinas de GLO México y de GL Perú. Las disciplinas especiales fueron cubiertas con la participación de expertos de clase mundial de EE.UU., Gran Bretaña, Alemania, Francia y Venezuela. Un total de 21 ingenieros especialistas se involucraron durante las fases diferentes de la auditoría, aparte del apoyo general de las oficinas de GL en Hamburgo y México. Para ciertas disciplinas (Sistemas de calidad, peligros geotécnicos y soldadura), se realizaron talleres de trabajo técnicos ("Workshops"), con la participación de reconocidos expertos internacionales por parte del auditado y del auditor, en presencia y participación de personal del MEM.

3.2.- Metodología

Para el desarrollo de la auditoría objeto de este Reporte, **GL** desarrolló y aplicó una metodología particular que consistió en revisiones documentales extensas, visitas a sitio y reuniones técnicas internas y con personal de TGP, TECHINT y COGA, además de otras empresas que fueron subcontratadas para realizar actividades complementarias del proyecto y que tuvieron que ver con el diseño, la ingeniería, la procura, la construcción, la operación y el mantenimiento. La documentación necesaria, fue solicitada a TGP desde el principio del proyecto. La información requerida fue proporcionada en forma electrónica, consistente en 68 discos compactos, que posteriormente se complementaron con 50 discos compactos más, los cuales serán la referencia para cualquier aclaración u observación. Todos los documentos recibidos se imprimieron, se registraron en un control de documentos mediante una base de datos y archivaron y distribuyeron a los especialistas correspondientes para su revisión. En esta misma base de datos, se guardaron los comentarios de la revisión y el estado de la misma. En total se recibieron 2218 documentos en su mayoría en versión digital, los cuales forman la base de la auditoría.

Los hallazgos de las diferentes disciplinas, se han registrado en un formato estándar y clasificado con tres diferentes grados de prioridad (de uno a tres), en donde: la Categoría 1 corresponde a un hallazgo mayor (requiere acción inmediata y en un plazo no mayor a un año); la Categoría 2 es un hallazgo importante (requiere una acción en un plazo no mayor a cinco años; y, la Categoría 3, no contemplada en los Términos de Referencia pero que representa lecciones a aprender para futuros proyectos y recomendaciones, ésta a su vez, tiene dos subcategorías denominadas 3A, que corresponde a un hallazgo mayor no recuperable y 3B, que corresponde a un hallazgo menor no recuperable. El formato describe el hallazgo, su estado, el código o norma nacional o internacional o práctica de ingeniería que fue violado e indica las recomendaciones para la posible corrección del punto particular.

Nuestros especialistas que han participado en la auditoría, han detectado importantes hallazgos con relación a la legislación, códigos y estándares aplicables y que están indicados en el cuerpo del Reporte Final. En el período de descargos de hallazgos, a través de documentos complementarios entregados, se han cerrado varios, como

consecuencia de los soportes entregados y los talleres de intercambio técnico que han permitido evaluar las medidas y mitigaciones que se han seguido tomando.

Los hallazgos se han emitido para asegurar el cumplimiento legislativo y con el propósito de reducir, al mínimo posible, los riesgos para las personas, el medio ambiente, los activos y la reputación del operador del Sistema de Transporte de Hidrocarburos de Camisea. Algunos de los puntos que se han encontrado, en particular los relacionados con las fases de diseño, ingeniería y construcción se han categorizado como "lecciones para aprender" y deberán tomarse en cuenta para futuros proyectos. Debe establecerse un plan para atender estos hallazgos, en el menor tiempo posible.

4.- Resultados Principales

Se tiene a bien resaltar los puntos principales que ha tenido por objetivo la auditoría, por otra parte para ver los desarrollos completos, por favor dirijase a la Sección de Resultados del Reporte Final de la Auditoría y al Anexo de los hallazgos respectivos. En donde los resultados de las diferentes disciplinas evaluadas son presentados por su orden de aparición en los Términos de Referencia, y no por su orden de importancia.

4.1.- Programa de Gerencia de Calidad

No se encontró evidencia de que TGP cuente con un Programa de Gerencia de Calidad propio para vigilar, monitorear y auditar las actividades relacionadas con el diseño, la ingeniería, la procura, la construcción, la operación y el mantenimiento, dado que el Artículo 15° del Anexo I del Reglamento de Transporte de Hidrocarburos por Ductos Decreto Supremo N° 041-99-EM indica que: El Concesionario debe establecer un Programa de Gerencia de Calidad.

Dentro de las manifestaciones de TGP en las diferentes reuniones de introducción y talleres realizados en sus instalaciones y de los propios subcontratistas, se declaró que estas actividades fueron delegadas a TECHINT, GIE y COGA., sin embargo esta condición no descarta lo requerido por el párrafo precedente.

4.2.- Diseño e Ingeniería

Conclusiones Sobre Peligros Geotécnicos.

El sistema de ductos fue construido a través de la selva, altas montañas de la sierra y el desierto de la costa; todas estas regiones presentan condiciones únicas y desafiantes. El equipo de auditoría de peligros geológicos ha observado que el terreno montañoso accidentado, las restricciones existentes del medio ambiente y los desafíos logísticos están dentro de las condiciones más difíciles que algún proyecto de construcción de ductos haya tenido que superar. En concreto, las áreas de peligro de deslizamiento de tierra y lodos potencialmente activo tienen un carácter dominante a lo largo de la parte de la ruta en terreno empinado requiriéndose de una evaluación meticulosa anticipada y profunda para el desarrollo de la ingeniería y construcción de los ductos.

La auditoría de peligros geológicos y cruces especiales ha identificado varios hallazgos, los cuales están resumidos en el Anexo III. Estos hallazgos están relacionados con tres temas primordiales:

- No se reconoció a los peligros de deslizamiento de tierra como un riesgo dominante que requería atención especial en cuanto a la fijación de ruta y diseño de atenuación.
- La constructora y sus subcontratados no evaluaron con la profundidad requerida las investigaciones geológicas de campo y los análisis geotécnicos que pudieron haber proporcionado una evaluación más exhaustiva de los peligros geológicos para reducir el riesgo de falla mecánica en el ducto.
- No se reconoció la necesidad de diseñar cruces en áreas de peligro geológico; a saber, deslizamientos de tierra; para ser capaz de resistir deformaciones elevadas sin rotura, por medio de una especificación adecuada de soldadura y materiales; es decir, considerando las propiedades

mecánicas del material base, incluso el requerimiento de pruebas de tenacidad, de tal forma que los electrodos elegidos, en base a sus especificaciones, igualen o superen las propiedades mecánicas especificadas del metal base, considerando los requerimientos adicionales de una especificación a la cual se le requirió el nivel de producto PSL2, lo que permitiría soportar más cargas externas, con la combinación de soldaduras de mayores propiedades.

4.2.1.- Selección de la Ruta

El proceso de selección de la ruta de los Sistemas de Transporte del Proyecto Camisea comprendió varias etapas:

1. Un corredor de ducto predeterminado por el Gobierno Peruano

El Gobierno proporcionó al contratista un corredor de tres kilómetros de ancho. La selección de la ruta final se consideraba aceptable en cualquier lugar dentro de este corredor, cumpliendo con las directrices de los códigos y estándares sobre medio ambiente relevantes. El Contratista era responsable de la verificación de la viabilidad y lo adecuado de la ruta; las relocalizaciones fuera de este corredor estaban permitidas, para lo que se debía de elaborar y aprobar un Estudio de Impacto Ambiental con una duración aproximada de 8 meses, con la probabilidad de encontrar condiciones igualmente desfavorables. Sin embargo no se llevaron a cabo investigaciones adicionales en forma independiente por parte de TGP, para verificar la validez de la selección del corredor.

2. Investigaciones a nivel de reconocimiento físico del corredor del ducto de 3 Km. de ancho seleccionado previamente.

Durante esta fase de trabajo, el contratista llevó a cabo un análisis topográfico, una interpretación de fotografías aéreas, investigaciones básicas de geología y geotécnicas a nivel de reconocimiento, para identificar y clasificar las condiciones básicas a lo largo del corredor y para identificar restricciones potenciales. Se clasificaron y categorizaron los peligros geológicos y otros temas de la viabilidad de las construcciones, sólo a un nivel de relatividad (bajo, mediano y alto).

El nivel de detalle de la información proporcionada en los informes de Golder Associates (2001) y MR Associates (2002) era adecuado para la evaluación preliminar de la ruta, planeamiento y análisis de restricciones, a nivel general. Sin embargo, estos informes no estaban suficientemente detallados para la identificación de deslizamientos de tierra activos que daban señales sutiles de movimientos episódicos, ni para el diseño y la ingeniería necesarios para trazar la ruta sorteando el peligro, detener el movimiento del suelo o hacer un diseño de ingeniería del ducto para soportar el movimiento de tierras.

3. Microruteo y Construcción

La Mejor Práctica Internacional indica que este tipo de trabajo de investigación geológica para ductos en una región remota, cruzando terrenos desafiantes, podría requerir típicamente de 2 a 3 años de investigación geológica. El tiempo asignado para las investigaciones geológicas de la preconstrucción aparenta haber sido en el orden de 3 a 4 meses o solo un poco más del 10% del tiempo normalmente requerido antes de la construcción de tales tipos de trabajos.

El desarrollo del proyecto pasó directamente de las investigaciones a nivel de reconocimiento hacia el micro-ruteo y la construcción sin el beneficio de un estrechamiento posterior de la franja de la ruta y estudios de definición de peligros geológicos. De acuerdo a la información proporcionada a *GL* sólo se

llevaron a cabo investigaciones a nivel de detalle moderado para las cruces de río y cruces de falla geológica, ni tampoco se elaboraron informes específicos que documentaran cómo se iban a identificar y calificar otros peligros (por ejemplo, deslizamientos de tierra) ni cómo deberían ser tomados en cuenta en la selección y diseño de la ruta final.

La conclusión del equipo de auditoría es que el proceso de selección de ruta del ducto avanzó desde un nivel muy general hacia un nivel muy específico, sin hacer investigaciones de peligros geológicos específicos o un análisis de ingeniería adecuado.

4.2.2- Identificación de Peligros Geológicos

Los deslizamientos de tierra son peligros geológicos dominantes en terrenos montañosos y forman la más grande contribución a todo el riesgo de peligros geológicos a lo largo de la ruta del ducto en una montaña. Un inventario de deslizamientos de tierra preexistentes (ambos activos e inactivos) y sitios de posibles de deslizamientos de tierra futuros es un punto esencial de inicio para minimizar los riesgos de deslizamientos de tierra. Sin embargo, el proyecto entró en construcción sin un inventario fidedigno de deslizamientos de tierra característicos a lo largo del derecho de vía, incluyendo huaycos y flujo canalizados de detritos.

Cuando los sistemas de ductos experimentan fallas relacionadas con deslizamiento de tierra, generalmente ha sido observado que ocurren más frecuentemente en los primeros años de vida del ducto y disminuye en número, a medida que las acciones correctivas son implementadas. La frecuencia de roturas a menudo declina con el tiempo, a medida que los defectos son corregidos, a menos que el ruteo inicial no haya sido consistente a un nivel consistente con las Mejores Prácticas Internacionales.

La frecuencia de rotura, a lo largo del ducto de LGN de Camisea, ha sido de 3/1,000 Km/año, en los dos primeros años de funcionamiento, la cual es comparable al rendimiento de los gasoductos/oleoductos de "viejo diseño" en los Andes (2.8/1,000 Km/año). Es probable que, en todo sentido, el programa de control de erosión y los trabajos preventivos en los deslizamientos de tierra reduzcan la frecuencia de rotura en los años futuros. Sin embargo, no sería realista esperar que ya no haya más roturas debido a que ductos Andinos construidos con la mejor práctica de ingeniería geológica moderna (por ejemplo, posterior a 1982), aún experimentan una frecuencia de rotura de aproximadamente 0.33/1,000 Km/año. Esta cifra es probablemente una meta realista del futuro comportamiento del ducto de LGN de Camisea. No obstante, debe señalarse que el derecho de vía del ducto de Camisea todavía está expuesto a cualquier evento severo, tal como un gran terremoto o a soportar el fenómeno de El Niño, por lo que el rango de falla del ducto de LGN de Camisea podría permanecer excediendo el objetivo de 0.33 rupturas/1,000 Km/año.

Es importante hacer mención de que las fallas sólo han ocurrido sobre el ducto de LGN; por lo que, para el ducto de GN no hay antecedentes de fallas. Esto se debe principalmente a que dicho ducto cuenta con un diámetro y espesor mayor, lo que le permite soportar mayores cargas externas; sin embargo, es necesario mencionar que éste ducto también está siendo sometido a los mismos esfuerzos de deslizamientos de tierra. Por lo anterior, se deben aplicar las mismas medidas de control y mitigación para evitar que, en el transcurso del tiempo, se den roturas por las cargas externas, con características similares a las observadas en el ducto de LGN.

El ducto de GN en su comportamiento actual no refleja roturas, por lo que su comportamiento es conforme a los objetivos de diseño, es decir sin roturas y siendo capaz de conducir la demanda de producto requerido.

4.2.3.- Diseño del Ducto

Dos de los parámetros requeridos en el diseño de ductos son evitar roturas y mantener el servicio sin interrupción. Debido a las seis fallas mecánicas (incluyendo la más reciente del 02 de Abril del 2007) relacionadas con peligros geológicos y a la amenaza latente de fallas similares adicionales por lo mencionado en la sección 4.2.2 de este Reporte, se desprende que no se tomó en cuenta de manera adecuada durante las etapas de diseño y construcción los peligros geológicos, particularmente lo referente a los desplazamientos permanentes de tierra, los cuales están afectando al ducto de LGN.

4.2.4.- Comportamiento del Ducto

Durante sus primeros años de servicio, el Ducto de Líquidos de Gas Natural del Proyecto Camisea no ha tenido un comportamiento a la par con ductos similares modernos construidos en los Andes u otras regiones difíciles del mundo.

Se resalta que el Ducto de GN ha estado sujeto a los mismos movimientos de tierra que el ducto de LGN, pero no ha tenido ruptura alguna. No obstante, deberá considerarse que siempre que la intervención sea requerida para el ducto de LGN, similar medida deberá ser aplicada al ducto de GN como una medida preventiva.

4.2.5.- Análisis y Respuesta a los Incidentes

En base a la información proporcionada a *GL*, TGP con sus contratistas y consultores han hecho una labor considerable en respuesta a los incidentes en el ducto y restauraron el servicio dentro de un corto período de tiempo. Sin embargo, la necesidad de hacerlo lo más práctico, dadas las circunstancias, puede haber afectado la recolección de datos suficientes para evaluar completamente la causa raíz de los incidentes para que se convierta en un factor de control de las medidas correctivas tomadas.

La investigación de las cinco primeras fallas estuvo restringida principalmente a un examen metalúrgico. Dada la necesidad de determinar la capacidad de comportamiento del ducto bajo deformaciones elevadas con respecto a situaciones de deslizamiento de tierra futuras que podrían surgir, hubiese sido muy valioso determinar, por medio de simulación numérica, los niveles de deformación de tensión alcanzados en el momento de la rotura y llevar a cabo ensayos mecánicos de placa ancha (wide plate) de las soldaduras circunferenciales del ducto, retiradas de la zona de la falla mecánica, en un intento para determinar la resistencia final de la soldadura en comparación a la resistencia del material del ducto. De acuerdo a la información proporcionada, actualmente TGP está realizando estudios de análisis de causa raíz de 3 incidentes.

4.2.6.- Programa de Operación y Mantenimiento

El ducto fue comisionado y empezó su funcionamiento en el año 2004. A partir de esa fecha, ha habido varios problemas geotécnicos. Como resultado de estos problemas, TGP ha implementado un programa de monitoreo y atenuación. Este programa es consistente con la Mejor Práctica Internacional para ductos que atraviesen montañas con respecto al monitoreo.

El programa de monitoreo del indicador de deformación deberá ser mejorado con respecto a la prevención de mayores incidentes. El Sistema de Ductos de Camisea en gran medida se soporta en el monitoreo de los indicadores de deformación "como una advertencia anticipada" de las condiciones incipientes de falla en los lugares de deslizamiento de tierra, consideradas como de muy elevado riesgo de movimiento. Durante los días 15 y 16 de Agosto del 2007, en el taller-reunión realizado en Lurín por *GL* con la presencia de TGP y el MEM, TGP informó que estaban conduciendo el monitoreo de indicadores de deformación en siete lugares y que la

intervención de atención al ducto sería requerida si el cambio de la deformación excediere 500 micro deformaciones ("micro strain") (equivalente a 15 ksi de tensión).

Considerando la gran variación en la distribución de movimientos de tierra y de la limitación del suelo que pueda ocurrir para una misma zona de peligros geológicos, no se puede concluir que el comportamiento del ducto puede ser confiablemente caracterizado si se utiliza un número insuficiente de indicadores de deformación a menos que una evaluación de ingeniería sobre el comportamiento del ducto y la geometría del deslizamiento hayan sido realizados de antemano y se hayan usado los resultados para guiar la localización estratégica de los indicadores de deformación. El actual estado de práctica para las evaluaciones de interacción del tubo-suelo solicita el uso de gran desplazamiento de tierras y de técnicas de análisis del elemento finito no lineal. De esta manera, un programa integrado de simulación numérica combinado con una modesta red de indicadores de deformación puede ser usado para monitorear el comportamiento del ducto. La necesidad de la intervención en el terreno podría entonces ser correlacionada a las lecturas de los indicadores particulares de deformación que indiquen una posible condición de sobre deformación en algún lugar de la configuración del ducto pero no necesariamente en la ubicación donde es tomada la medida. También habría una opción para usar el modelo numérico para volver a calcular la distribución de la deformación y de la tensión en la configuración del ducto desde las deformaciones medidas en puntos discretos.

De acuerdo a lo informado a *GL*, TGP viene realizando el análisis del elemento finito lineal de la configuración del ducto enterrado, sin embargo el software CAESAR II que fue informado a GL que TGP utiliza para analizar la tensión del ducto no tiene la capacidad requerida para manejar el comportamiento plástico de un ducto y los efectos de grandes desplazamientos.

4.3.- Procura

En base a la información proporcionada, no encontramos importantes desviaciones en esta área y podemos confirmar lo siguiente:

- Los Procedimientos de las Adquisiciones describen de manera completa los requerimientos a alcanzar en la Adquisición de un equipo o material. Es de notar que todas las responsabilidades de los Departamentos para su cumplimiento con la Orden de Compra están reflejadas en la misma.
- Las Órdenes de Compra, proporcionadas a GL para su revisión, se encontraron correctas en cuanto a los requerimientos técnicos establecidos.

4.4.- Materiales

Uno de los puntos principales de la auditoria fue confirmar que todos los materiales de los ductos fueron nuevos. Los certificados de las tuberías para las líneas, de las tres diferentes fábricas proveedoras se revisaron y compararon con el archivo electrónico de la trazabilidad con el siguiente resultado:

Para el ducto de Gas Natural se recibió el 100% de los certificados de las tuberías en sus diámetros de 32", 24" y 18" en todos sus espesores amparada por los certificados y se reporta lo siguiente:

- Se confirmó que el total de la tubería correspondiente al sistema de transporte de GN fue fabricado especialmente para este proyecto por SIAT y CONFAB.
- La longitud de tuberías respaldadas con certificados de fábrica supera a la longitud de tubería instalada.

- De las tuberías suministradas por SIAT de 24" y de 18" con costura ERW, se observa la realización de las pruebas de doblado guiado en base a la especificación L-MS-P01033 Rev. 4 y a lo indicado por el API 5L párrafo 9.3.4, sin embargo en los certificados no se incluyen explícitamente los resultados de esta prueba.

Adicionalmente, no se incluyeron los resultados de algunas de las pruebas de aplastamiento las cuales son obligatorias para las tuberías con costura fabricadas con el proceso de soldadura ERW, en base a los párrafos 6.2.2 inciso a) y 9.3.2 del API 5L.

- Los certificados de las tuberías con costura longitudinal ERW suministradas por CONFAB de diámetros de 24" y 18", no incluyen los resultados de las pruebas de aplastamiento ni mencionan de manera general la realización de las mismas.

Con relación al ducto de Líquidos de Gas Natural (LGN) se recibió el 99.952 % de la totalidad de los certificados de las tuberías instaladas.

- Se verificó con los certificados de fábrica que las tuberías correspondientes al sistema de transporte de LGN, fueron fabricadas especialmente para el proyecto CAMISEA por los fabricantes SIAT, CONFAB y TAMSA.
- Para el caso de los certificados de tubería suministrada por SIAT se menciona de manera general la realización de pruebas de doblado guiado en base a la especificación L-MS-P01033 Rev. 4, sin embargo no se incluyeron explícitamente los resultados de las probetas que se ensayaron. Adicionalmente, no se incluyeron los resultados de las pruebas de aplastamiento (flattening).
- Los certificados de las tuberías suministradas por CONFAB con costura longitudinal por proceso ERW no incluyen los resultados de las pruebas de aplastamiento ni de manera general ni explícita.

Las anteriores observaciones, han sido clasificadas en el hallazgo correspondiente como categoría 2.

De lo anterior y por la cantidad relativamente baja de certificados faltantes, se concluye que las tuberías empleadas para la construcción de ambos ductos fueron nuevas y fabricadas específicamente para el proyecto.

4.5.- Construcción de la Línea

Los resultados principales en la evaluación de este concepto son:

4.5.1.- Doblado

No se detectaron hallazgos importantes en esta área. Los procedimientos en términos generales cumplen en cuanto a su descripción.

La trazabilidad en general de las curvas pudo ser corroborada en su totalidad, de acuerdo con los procedimientos proporcionados y las pruebas de verificación realizadas por el fabricante, sí cumplen con lo requerido para efecto de la construcción de ambas líneas.

En lo referente a las curvas fabricadas en sitio, TGP debió haber generado los documentos de su solicitud y configuración; sin embargo, los registros correspondientes no fueron proporcionados a **GL** para su revisión. Por ello, en los registros de trazabilidad proporcionados sólo fue posible corroborar su ubicación en campo.

4.5.2.- Soldadura

Se revisaron los procedimientos de soldadura, calificación de soldadores, personal calificado para las actividades supervisión de soldadura, procedimientos de reparación de soldadura y la trazabilidad de la soldadura, con las siguientes conclusiones:

a) Procedimientos Aprobados de Soldadura

En la calificación de los procedimientos de soldadura propuestos no se consideró que el material base a soldar fuese de un "Nivel de Especificación de Producto" denominado PSL2, el cual debe cumplir con los requerimientos de pruebas adicionales como lo es la prueba de tenacidad a la rotura; es decir, las pruebas se limitaron a lo mínimo requerido en API 1104, sin considerar los requerimientos adicionales que se piden en la fabricación de una tubería de especificación PSL2.

Los documentos entregados no reflejan la aprobación por parte del propietario para su aplicación.

No se entregaron evidencias de la calificación de uno de los procedimientos. El cual corresponde al procedimiento identificado como: 2794-L-SP-00116, tampoco existen evidencias de haber sido aplicado durante la fase constructiva de ambos ductos.

No se entregaron los procedimientos de soldadura empleados para la prefabricación de tubería en planta.

Con relación a la elección de los electrodos, de acuerdo a las mismas recomendaciones del fabricante se podrían emplear varias combinaciones, en donde, otras combinaciones podrían dar mejores resultados, en cuanto a resultar en soldaduras que superan las propiedades mecánicas del metal base y así soportar mayores cargas externas. No obstante que la combinación empleada en los ductos del proyecto CAMISEA está entre las recomendadas, es una de las alternativas con propiedades más bajas.

b) Procedimientos de Calificación de Soldadores

Los formatos de control y registro no evidencian el llenado de todos sus datos como está requerido por el formato de procedimiento aplicable de API 1104. Algunos de ellos son variables esenciales en la calificación de los soldadores.

c) Empleo de personal calificado para todas las actividades de soldadura

La información proporcionada a *GL* proporcionó evidencia de que se utilizó personal suficientemente calificado y con experiencia en la construcción de ductos.

d) Procedimientos Aprobados de Reparación de Soldadura

Sólo un procedimiento se declaró como aplicable para la reparación. En la especificación API 1104 párrafo 10.2 REPAIR PROCEDURE, se indica todo lo que debe contener un procedimiento de reparación.

Este procedimiento se encontró aceptable y corresponde a aquel identificado como 2794-L-SP-00024; no obstante, y por las mismas variables con que se calificó, de las cuales algunas son clasificadas como esenciales, faltó reestablecer procedimientos adicionales con su debida calificación.

En general no existe un gran número de observaciones y las encontradas, y referidas en este reporte, se encuentran declaradas por la compañía contratista en los registros de los reportes de inspección y se

complementan adecuadamente con el reporte electrónico de la trazabilidad del sistema de Transporte de LGN y GN. El procedimiento es aceptado y considerado aplicable, sólo se recomienda, tal y como lo dice el API 1104, que cuando una de las variables es modificada se debe elaborar un nuevo WPS y realizar su recalificación.

e) Trazabilidad del Proceso de Soldadura

En general no existe un gran número de observaciones y las encontradas, se encuentran declaradas por la compañía contratista en los registros de los reportes de inspección y se complementan adecuadamente con el reporte electrónico de la trazabilidad del sistema de Transporte de GN.

De acuerdo a los registros de trazabilidad de los sistemas de Transporte de GN y LGN, existe un promedio de 8% de juntas rechazadas con respecto al total de soldaduras realizadas. Se hace notar que la mayor cantidad de rechazos individuales son del tipo "socavado interno"; para el caso del ducto de GN con un promedio de 28.5% y con un máximo de 54.1% en el tramo 5, y para el caso del ducto de LGN con un promedio de 21.4% y con un máximo de 32.7% en el tramo 3. Por otra parte se debe considerar que en la categoría clasificada como "otros" puede haber defectos de "socavados internos" adicionales.

Al respecto es importante mencionar que estas indicaciones se consideran de bajo riesgo y en el hallazgo emitido tiene una clasificación tipo 3, la cual se sustenta en que todas las secciones han sido sometidas a la prueba hidrostática y sus resultados fueron satisfactorios.

4.5.3.- Pruebas No Destructivas (PND)

Con el objeto de corroborar la condición de la interpretación radiográfica y como consecuencia de las fallas ocurridas, en las que tres de las mismas estaban, al parecer, ligadas a la sanidad de la soldadura, *GL* procedió a realizar una evaluación de los reportes y películas radiográficas de los ductos en los kilometrajes en donde se ubicaron las fallas. La muestra fue complementada con otras áreas críticas a lo largo de los dos ductos, seleccionadas al azar. A continuación las conclusiones de la evaluación :

Con referencia a los procedimientos de PND, se cuenta con los aplicables, aunque ellos presentan algunos faltantes en su contenido.

Con relación a los documentos de soporte de experiencia del personal de aplicación de pruebas no destructivas, se puede concluir que aproximadamente 9% del personal responsable de la actividad no contó con la documentación sustentatoria.

Durante la revisión/interpretación de las indicaciones presentes en las películas, se observaron discrepancias significativas en los resultados, como consecuencia de una diferencia en la aplicación de los criterios de aceptación y rechazo establecidos en API 1104, en donde uno de los criterios en los que más se nota la diferencia es el de los socavados internos y la suma de indicaciones en una longitud continua de 12" de soldadura. La mayoría de las indicaciones encontradas fueron de tipo socavados internos, lo cual coincide con lo observado en la evaluación de los reportes de la interpretación de las radiografías durante la fase constructiva.

Estas diferencias pueden atribuirse a la ubicación de estas indicaciones, su dificultad de interpretación, niveles de experiencia de los evaluadores y a los diferentes criterios de aplicar las normas de aceptación. Las discrepancias durante la revisión han sido significativas en particular referente a los socavados internos en comparación a los resultados durante la fase de la construcción, encontrándose también indicaciones de escorias, porosidad, desalineamiento, penetración incompleta y fusión incompleta.

Se concluyó que estas indicaciones son de bajo riesgo, por lo que no se requiere tomar acción alguna en la actualidad, soportándose además en que estas juntas fueron probadas hidrostáticamente.

4.5.4.- Revestimiento Externo

En este punto llegamos a las siguientes conclusiones:

El sistema de revestimiento tricapa de polietileno para las tuberías y de mangas para las juntas, son los adecuados para el servicio en el ambiente agresivo de las áreas de selva, sierra y costa donde fueron tendidos los ductos de GN y LGN. Se desconoce el estado del revestimiento en los primeros 12 Km de cada ducto, ya que no se proporcionaron reportes de inspección en esos tramos. No se proporcionaron constancias de las acciones de reparación del revestimiento y mangas en el proceso de tendido de las tuberías de GN y LGN. Tampoco evidencias de inspecciones dieléctricas a las tuberías revestidas durante las reparaciones realizadas en el sitio.

De acuerdo a la información proporcionada, TGP ha llevado a cabo en 2006 y 2007 una inspección del revestimiento externo con la metodología DCVG (Direct Current Voltage Gradient), lo cual puede detectar daños en el revestimiento. Un número relativamente alto de daños fue detectado en ambos ductos, los cuales se deben de reparar a la brevedad. La detección de un número relativamente alto de indicaciones de defectos en el revestimiento en la inspección con DCVG, en ambos ductos, indican que el bajado y tendido de las tuberías no fue controlado eficientemente, incluyendo las inspecciones con Holiday Detector.

De acuerdo con el procedimiento de fabricación de curvas y las conformadas en sitio, éstas fueron realizadas sin el recubrimiento externo de protección mecánica, posteriormente fueron aplicados los sistemas de protección, sin embargo el grupo auditor no contó con los registros o reportes de la inspección de dicho recubrimiento.

De acuerdo al Documento de Bases de Diseño 2794-R-ME-00002 del Sistema de Ductos del Proyecto Camisea, la concentración de agua en la corriente de gas es prácticamente despreciable. Adicionalmente, en el Punto de Medición de PLUSPETROL (válvula VX-22002), la temperatura de rocío del gas es -35.9°C , y como las temperaturas internas en el ducto de GN varían ampliamente desde 29°C a 6°C , se concluye que la condensación del vapor de agua no procede internamente. Para el ducto de LGN tampoco existe posibilidad de condensación del vapor de agua hacia la fase líquida y no hay evidencias de concentraciones críticas de CO_2 en la corriente de líquidos, por lo que se descarta la ocurrencia de corrosión interna por este compuesto. El agente corrosivo H_2S no está presente en la actualidad en los fluidos transportados en concentraciones que pueden causar daño. Esta condición se debe monitorear en el futuro, porque la composición de los hidrocarburos extraídos puede cambiar con el tiempo.

4.5.5.- Cruces y Túneles

La auditoría no detectó hallazgos importantes en los varios tipos de cruces y túneles.

4.5.6.- Prueba Hidrostática

Aún cuando los reportes de pruebas hidrostáticas no cuentan con todos los anexos que, por procedimiento y de acuerdo a las prácticas recomendadas, deben contener, existen evidencias para garantizar que las pruebas fueron llevadas a cabo de forma satisfactoria.

Con la documentación entregada después del 20 de Junio del 2007, se concluye que todos los tramos han sido probados hidrostáticamente.

Las fallas ocurridas durante la realización de las pruebas hidrostáticas corresponden en su mayoría al ducto de LGN y se refieren a daños del proceso de fabricación de la tubería (3), daños provocados por maniobras (1), malas prácticas de construcción (2) y fugas en soldaduras de construcción (2: una en el ducto de LGN y otra en el de GN), las cuales reflejan un porcentaje muy bajo de fallas en comparación con la cantidad de tramos probados para cada ducto. No obstante, es importante observar que la mayoría se dan en el ducto de LGN.

4.5.7- Sistemas de Protección Catódica (SPC)

Los sistemas de protección catódica se encontraron adecuados, funcionando y en general en buen estado. Sin embargo se tienen las siguientes observaciones:

No se proporcionaron a *GL* los Manuales de Operación y Mantenimiento de los SPCs. Tampoco se proporcionaron o no hay evidencias de registros de Programas de Mantenimientos Preventivos y Correctivos realizados a los equipos. Igualmente no se proporcionaron o no hay evidencias de planillas de Control de Calidad de los equipos instalados. Las lecturas de medición de voltaje y corriente en los TR's y TG's en los sitios inspeccionados indican que los SPC, a lo largo de la línea, funcionan con alta disponibilidad de corriente, lo que indica que estos equipos trabajan actualmente a mínima capacidad.

Los bajos potenciales obtenidos en las tuberías enterradas en la Terminal de Lurín indican que se requiere ajuste del SPC del área, específicamente en la instalación de la junta monolítica hacia el lado de la tubería de 18" de suministro de gas al cliente, a fin de sectorizar el área. En la Terminal de Lurín se detectó una condición de "corto" en la trampa de recibo de 18" la cual debe solucionarse a la brevedad posible a fin de evitar condiciones inseguras en las operaciones. El lecho de ánodos existente en la Terminal de Lobería requiere reforzamiento, con el objeto de aumentar los potenciales de protección en las líneas enterradas. Actualmente presentan niveles menos electronegativos del mínimo requerido de - 850 mV.

Los valores de potenciales polarizados OFF en los sitios donde ocurrieron las fallas en el ducto de LGN, indican que en dichas áreas se mantenía un suministro adecuado de corriente con potenciales de protección cercanos al rango exigido por la norma (- 850 mV a - 1150 mV).

4.5.8 Eléctrica

Un hallazgo efectuado por *GL*, aplicable a las Instalaciones Eléctricas de las Estaciones del proyecto de referencia, está referido a la Caja de Conexiones que está construida con los requerimientos de la Clasificación: Clase I, División I y se encuentra instalada a un costado de los Tableros de Control de las Turbo Bombas, en las 4 Estaciones de Bombeo (PS-1, PS-2, PS-3 y PS-4), ya que se detectó que no todos los accesorios de interconexión de esta caja, cumplen con los requerimientos de un Área Clasificada como Clase I, División I.

Es necesario que se revisen los Sistemas de Pararrayos, excluyendo las instalaciones que se encuentren ubicadas dentro de la zona comprendida entre las localidades de Pisco y Lima, coincidente con la traza del ducto en la zona de costa. En las demás instalaciones la ubicación de estos elementos no da la protección a todos los componentes en donde se encuentra instalado; así mismo, se recomienda revisar el Sistema de Tierras de cada instalación, con el objeto de comprobar que todos los componentes estén debidamente interconectados a este sistema y así evitar una posible descarga eléctrica.

4.5.9.-Sistema SCADA

La construcción e instalación de equipos y accesorios se encuentra de acuerdo a lo indicado en los Planos de Arquitectura del Sistema SCADA y Topología de Respaldo de Comunicaciones, los cuales no se encuentran identificados.

Como conclusión del comportamiento del Sistema SCADA, durante las fallas ocurridas en el ducto de LGN, GL determina que este Sistema trabajó adecuadamente, siguiendo la filosofía a la que está diseñado. En cuatro casos las fugas fueron detectadas en el momento en que alcanzaron un nivel considerable, dentro del rango de respuesta. El sistema detectó la caída de presión y activó una alarma.

4.5.10.- Instalaciones Superficiales

Las instalaciones superficiales cumplen en su concepto de diseño, las especificaciones de materiales y la construcción de las mismas; sin embargo, para efecto de evaluar la fase constructiva en su totalidad **GL** no contó con toda la información necesaria.

Remarcando la falta de los registros de trazabilidad de estas secciones, de manera parcial para la instalación de las válvulas y en su totalidad para los lanzadores-receptores de los raspatabos, con el objeto de corroborar que todos sus componentes hayan sido debidamente registrados y que las juntas soldadas hayan sido inspeccionadas y liberadas conforme al diseño.

Los cimientos de las bombas de la línea principal y los generadores impulsados por motores a gas han sido estructurados independientemente de la construcción adyacente y de los pisos de concreto reforzado de la totalidad de las edificaciones con juntas de expansión adecuadas. Las estructuras de soporte garantizan su funcionalidad y protegen los equipos y el medio ambiente.

La construcción y el diseño del drenaje pluvial son adecuados con respecto a las condiciones de diseño previstas.

4.5.11.- Construcción de las Estaciones de Bombeo y Compresión

Nuestra evaluación dio como resultado las siguientes conclusiones:

GL hace la observación que actualmente, se encuentran instaladas 4 Estaciones de Bombeo: PS-1, PS-2, PS-3 y PS-4 y a la fecha no existe alguna Estación de Compresión instalada en el ducto de GN. Por otra parte, la estación de compresión existente en la Estación Malvinas de Pluspetrol no fue posible evaluarla por causas ajenas a **GL**. Conforme a la información proporcionada por TGP, esa estación de compresión no formaba parte del proyecto de los Sistemas de Transporte de Hidrocarburos asignado a ellos. Además en el Anexo 1 de los Términos de Referencia los sistemas incluidos en la auditoría del ducto de GN están listados y no se contempla la compresión en la planta de Pluspetrol Malvinas.

Los procedimientos de soldadura aplicables reflejan una condición de aceptación en su calificación. Con relación a los registros y reportes de las pruebas no destructivas realizadas, pudimos verificar que sólo se realizó un muestreo, lo cual debió haber quedado definido en los planos aprobados para construcción y/o en los procedimientos aplicables, lo cual no pudo ser verificado por causas ajenas a **GL**. Se observó, también, que no fueron proporcionados algunos reportes de la inspección radiográfica que se indica en los registros entregados.

Las instalaciones eléctricas físicamente cumplen con lo requerido; sin embargo, no se proporcionaron los documentos relacionados a los procedimientos de construcción, por lo que no se pudo corroborar la condición documental de procedimientos y registros constructivos.

En los sistemas de seguridad se pudo corroborar que no se cumple en lo constructivo con la instalación de la tubería de acero al carbono del sistema FM200 en los Cuartos de Instrumentación de la Estación Lurín y Estaciones de Bombas 1, 2 y 4, de acuerdo con lo indicado en la Memoria de Cálculo correspondiente.

GL concluye que no existe un adecuado manejo de los Planos As Built del proyecto de referencia y adicionalmente sugiere que TGP cuente con una Lista Maestra de Planos y Documentos actualizados, utilizando un procedimiento que evite confusión durante su distribución.

4.6.- Precomisionamiento, Comisionamiento

La información requerida no fue proporcionada en su totalidad, por lo que **GL** basa sus conclusiones en que hubo una Comisión u Organismos oficiales que revisaron todos los documentos requeridos y que estos se encontraron en orden, por lo que éstos dieron la aprobación para la fase subsiguiente. Se entregaron a **GL** documentos en fechas posteriores al 20 de Junio del 2007, en los que se pudo corroborar que TGP si efectuó las actividades satisfactorias referentes al precomisionado y comisionado.

4.6.1.- Precomisionamiento

Se proporcionó evidencias que confirman la realización de las actividades de Precomisionamiento y pruebas previas a la Puesta en Marcha, relativas a la construcción de ambos ductos. Los soportes correspondientes están listados dentro de la sección de Resultados del Informe, así como dentro del inciso No. 4, correspondiente a la "Información de Construcción", incluida de forma completa y conforme a lo esperado en los Informes Técnicos No.108055-O-261-2004 y No.108075-O-261-2004, contenidos dentro de las Resoluciones de Gerencia de Fiscalización de Hidrocarburos, Organismo de la Supervisor de la Inversión en Energía (OSINERG: No. 2718-2004-OS/GFH-CGC y No. 2717-2004-OS/GFH-CGC), para los Sistemas de Transporte por Ducto de Gas Natural y Líquidos de Gas Natural, respectivamente.

4.6.2.- Comisionamiento

Tomando como soporte los puntos No.5, No.8 y No.10, correspondientes a la sección de Informes Técnicos No. 108055-O-261-2004 y No. 108075-O-261-2004, incluidos dentro de las Resoluciones de Gerencia de Fiscalización de Hidrocarburos, Organismo de la Supervisor de la Inversión en Energía (OSINERG: No. 2718-2004-OS/GFH-CGC y No. 2717-2004-OS/GFH-CGC), es posible evidenciar el cumplimiento con todas las etapas de construcción, así como la realización de las pruebas de operación (Performance Test) de forma satisfactoria, y completa, cumpliéndose las expectativas en dichas etapas.

Existen, según lo indican los Informes Técnicos No.108055-O-261-2004 y No.108075-O-261-2004, los respaldos de los Protocolos aprobados por la Compañía Enbridge Technology Inc. y el Certificado de Prueba aprobado por dicha empresa, la misma que actuó como inspector designado por la Dirección General de Hidrocarburos del Ministerio de Energía y Minas.

4.7.- Inicio de Operaciones y Puesta en Marcha

El contenido de los Manuales de Operación No. 2794-R-MN-00001 (Rev.1; emitido el 06/05/04) y (No. 2794-R-MN-00002 (Rev.1; emitido el 24/03/04), utilizados para la Puesta en Marcha original de los Sistemas de Transporte por Ducto, para los casos de Líquidos de Gas Natural y Gas Natural, respectivamente, contienen instrucciones muy generales. Estos documentos no incorporaron todos los requerimientos establecidos en las secciones de Operación de los Códigos ASME B-31.4 y B.31.8, así como lo especificado en las Regulaciones OSHA (Occupational Safety and Health) Standard 29 CFR OSHA 1910.119 (i) Pre-Startup Review. Sin embargo, se proporcionó evidencia a *GL* de que dichos Manuales ya han sido complementados y enriquecidos con Procedimientos e Instructivos particulares para Puesta en Marcha, cuyos lineamientos son más detallados y específicos, por lo que es recomendable que sean reforzados e integrados en un Manual de Puesta en Marcha y Operación, que cubra todos los requerimientos indicados en la normatividad mencionada y especificados dentro de las recomendaciones del Informe.

4.8.- Operación y Mantenimiento

Existen dos Manuales de Operación, uno para el ducto de GN y otro para el ducto de LGN, utilizables para la puesta en marcha de los ductos y para el desarrollo de sus Operaciones en condiciones normales. Para el soporte técnico existen, además, 18 procedimientos Operacionales, 13 Procedimientos de Mantenimiento y el Plan de Emergencia con 23 secciones que lo conforman.

El Plan de Emergencia emitido por TGP y COGA para enfrentar cualquier condición anormal o de contingencia que se presente durante las operaciones de los ductos, cubre de manera general los procedimientos y acciones necesarias de mitigación, a ser tomadas en cuenta. Sin embargo es importante considerar los comentarios emitidos en el Reporte Final referentes a la adecuación de este Plan con relación a los sismos.

Los Procedimientos de Operación y Mantenimiento deben ser mejorados con respecto a su comprensión, entendimiento y cumplimiento.

Las Secciones de Mantenimiento de Superficie y Mantenimiento de Ductos tienen su respectivo programa anual de mantenimiento con registros manuales de las actividades realizadas. La sección de mantenimiento de Equipos Rotativos tiene un Plan de mantenimiento Mensual con registros a través del SAP.

El personal de Operaciones y Mantenimiento que labora para TGP y COGA en Lurín aplica los manuales de operación y mantenimiento.

No se evidenciaron indicadores de Gestión y desempeño en las Organizaciones de Mantenimiento.

4.9.- Raspatubos Inteligentes (Smart Pigging)

Las corridas de instrumentos inteligentes de Inspección en Línea (ILI por sus siglas en inglés) constituyen una forma común de detectar y supervisar los resultados de procesos de daño tales como la corrosión, las abolladuras, agrietamientos y desplazamientos de los ductos.

De acuerdo a la información proporcionada, hasta enero de 2007, el operador ha llevado a cabo 8 inspecciones ILI para buscar anomalías en la geometría del ducto, 9 inspecciones ILI de corrosión y 8 inspecciones ILI inerciales.

La auditoría detectó lo siguiente:

El alcance del programa de corrida de instrumentos inteligentes (ILI) llevado a cabo hasta la fecha para el ducto de LGN, aborda los requerimientos de inspección para la obtención de una "línea base" ("base line") de un ducto nuevo en cuanto a abolladuras, desgarramientos y corrosión. Sin embargo, los retrasos entre el comisionamiento y las corridas inerciales son demasiado largos para proporcionar esa "línea base" ("base line") del ducto. Por lo anterior, por lo menos en una sección SF01 – PRS1 los resultados de las corridas con herramientas inteligentes de inercia no son correctos en términos de la elevación del ducto y las pruebas selectivas y en curso de la sección PS1 a PS2 identificaron algunas medidas de ubicaciones poco verosímiles.

Es importante mencionar que, a la fecha de realización de la Auditoría, para el ducto de GN, aún no se había cumplido con el requerimiento de la corrida de equipo inercial, lo cual es uno de los requisitos establecidos en el Decreto Supremo N° 041-99-EM, para ambos sistemas, estableciéndose que dicha corrida debía haber sido cubierta durante los primeros doce meses después de su entrada a operación comercial, de ahí la observación de que la línea base no es posible obtenerla en su condición de origen. La información obtenida actualmente, después de las diferentes corridas de equipo instrumentado, es una referencia que ya ha sido alterada por las condiciones que se están reflejando en los ductos, sobre todo en el de LGN.

Los informes de la herramienta de Fuga de Flujo Magnético (MFL por sus siglas en inglés) muestran algunos patrones eminentes de acumulaciones de pérdidas de metal que deben ser analizadas. En la sección de PS1 a PS2 se experimentó un crecimiento de corrosión externa localizada extraordinaria. De acuerdo a lo declarado por el operador, al haber tenido un mal funcionamiento de la protección catódica en esta sección, se deberá dar atención especial a la supervisión del estado del sistema de protección de la corrosión en esta área. Adicionalmente el éxito del trabajo correctivo deberá ser controlado por medio de verificaciones en el campo.

Con respecto a las amenazas de peligro del ducto de LGN y GN reportadas en la Sección 4.2 de este Reporte debido a que el primero está soportando menos esas condiciones como son el movimiento de tierra así como los posibles defectos tipo grieta en la soldadura circunferencial, considerando lo indicado en algunos análisis o estudios de falla realizados, el programa de ILI, hasta la fecha de emisión de este Reporte y de acuerdo a la información proporcionada y evaluada, no es suficiente o no está mostrando los resultados que son necesarios para lograr un nivel de detección y de seguimiento que se considera necesario para evitar más situaciones críticas.

De acuerdo a la información proporcionada a *GL* la metodología de evaluación de los defectos de corrosión realizada por los contratistas de ILI y utilizada para planear y priorizar inicialmente las acciones de remediación no es la apropiada y no debería ser usada, tomando en cuenta las condiciones específicas del ducto, por lo que es necesario considerar las cargas externas que son causadas por los deslizamientos de terreno y la especificación del material empleado, API 5L X70, debiéndose aplicar metodologías alternativas para realizar la evaluación de las futuras acciones de remediación.

Ninguno de los tramos del tubo se había inspeccionado con Equipo Instrumentado antes de alguna de las cinco fallas que ocurrieron hasta marzo 2006. Sólo previamente a la última falla, de abril 2007, se contó con resultados disponibles de ILI, no reportándose en el informe indicaciones en el punto de la falla.

4.10.- Incidentes

El ducto de LGN ha experimentado 6 incidentes desde que empezó a operar en agosto del 2004. La causa final de estos incidentes está relacionada, en cinco casos, con peligros geológicos, geotécnicos e hidrológicos. Cuatro de los cinco casos se han visto influenciados, al momento de la falla, con la presencia de cargas externas debido a deslizamientos de tierra y el quinto caso, aunque se atribuye a un problema de huayco, está más ligado a una falla por daño mecánico en el cuerpo del tubo, así las causas iniciales, de acuerdo a las investigaciones de laboratorio, al parecer están relacionadas con daño durante la construcción y problemas de soldadura.

No podemos dejar de mencionar que de acuerdo a la información proporcionada a **GL**, TGP y sus contratistas y consultores han hecho una labor destacable en cuanto a la forma en que reaccionaron ante los incidentes en el ducto y restauraron el servicio en corto tiempo, bajo el concepto de realizar la reparación. Las acciones y la administración en caso de emergencia se encontraron en orden. Sin embargo, la necesidad de hacerlo lo más práctico, dadas las circunstancias, puede haber afectado la recolección de datos suficientes para evaluar completamente la causa primaria de los incidentes y para que se convierta en un factor de control de las medidas correctivas tomadas.

La investigación de los incidentes, de las cinco primeras fallas, estuvo restringida principalmente a un examen metalúrgico. Dada la necesidad de determinar la capacidad de comportamiento del ducto bajo deformaciones elevadas, con respecto a situaciones de deslizamiento de tierra futuras que podrían surgir, sería valioso determinar concluyentemente, por medio de simulación numérica, los niveles de deformación de tensión alcanzados en el momento de la rotura y llevar a cabo ensayos de placa ancha (wide plate) de las soldaduras circunferenciales del ducto, retiradas de la zona de la falla mecánica, en un intento para determinar la resistencia final de la soldadura en comparación a la resistencia del material del ducto. Actualmente TGP vienen realizando estudios de análisis de causa raíz de 3 incidentes.

5.- Comentarios Finales

El Gobierno Peruano encargó a **GL** la Auditoría Integral del Proyecto de Camisea, cubriendo todas las fases y disciplinas importantes del proyecto. Nuestros especialistas han efectuado diversos hallazgos en relación a la legislación, códigos y estándares aplicables y que están indicados en el Reporte Final, los cuales pueden ser encontrados de manera condensada en la tabla incluida como Anexo III del Reporte Final. Los hallazgos fueron categorizados en orden de prioridad, para facilitar su seguimiento.

Los hallazgos y las recomendaciones indicadas para cada uno de los temas evaluados, de acuerdo con lo requerido en los Términos de Referencia, se han emitido para asegurar el cumplimiento legislativo y con el propósito de reducir al mínimo posible los riesgos para las personas, el medio ambiente y los activos del Sistema de Transporte de Hidrocarburos de Camisea. Algunos de los puntos que se han encontrado, en particular los relacionados con las fases de diseño, ingeniería y construcción, se han categorizado como "lecciones para aprender" y deberán tomarse en cuenta para futuros proyectos. Debe establecerse un plan para atender estos hallazgos y aplicar las recomendaciones que se consideren necesarias, en el menor tiempo posible.

Los resultados y hallazgos del Reporte Final pueden ser invalidados, total o parcialmente, debido a alteraciones que pudieran afectar lo aquí emitido ocasionadas por fenómenos naturales o por cambios hechos por el ser humano, que están fuera de nuestro control a partir del momento en que se concluye nuestra intervención o deterioros causados por el envejecimiento del sistema de ductos objeto de la auditoría, a partir de la fecha de la emisión de este Reporte.

Este Reporte Ejecutivo así como el Reporte Final son para uso exclusivo de nuestro Contratante, quien es el Ministerio de Energía y Minas del Perú, por lo que GL no se responsabiliza por el uso o difusión de los mismos que nuestro Contratante o terceras personas puedan darles.

Lima, Perú, Octubre 10 de 2007