

**FACTIBILIDAD ECONÓMICA DE IMPLEMENTAR EL USO DE HERRAMIENTAS
ESPECIALIZADAS EN LA EVALUACIÓN DE INTEGRIDAD EN UN SISTEMA
DE TRANSPORTE DE GAS NATURAL.**

**GUILLERMO ALEXIS PINEDA
SILVIA FERNANDA ORDOÑEZ**

**UNIVERSIDAD AUTONOMA DE BUCARAMANGA
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICO-MECÁNICAS
ESPECIALIZACIÓN EN GERENCIA DE RECURSOS ENERGÉTICOS
BUCARAMANGA**

2011

**FACTIBILIDAD ECONÓMICA DE IMPLEMENTAR EL USO DE HERRAMIENTAS
ESPECIALIZADAS EN LA EVALUACIÓN DE INTEGRIDAD EN UN SISTEMA
DE TRANSPORTE DE GAS NATURAL.**

**GUILLERMO ALEXIS PINEDA
SILVIA FERNANDA ORDOÑEZ**

**Proyecto de Grado para optar al título de Especialista en Gerencia de
Recursos Energéticos**

**UNIVERSIDAD AUTONOMA DE BUCARAMANGA
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICO-MECÁNICAS
ESPECIALIZACIÓN EN GERENCIA DE RECURSOS ENERGÉTICOS
BUCARAMANGA**

2011

TABLA DE CONTENIDO

	Pág.
INTRODUCCION	8
1. PLANTEAMIENTO DE LA OPORTUNIDAD	10
2. DESCRIPCION DE LA COMPAÑÍA	11
2.1 PERFIL DEL GRUPO ENERGÍA DE BOGOTÁ	11
2.2 PERFIL DE TGI S.A. ESP	12
2.2.1 Misión.	13
2.2.2 Visión.	13
2.3 DESCRIPCIÓN DEL NEGOCIO	13
2.3.1. Cadena de actividades de gas	13
2.3.2 Servicios Ofrecidos.	17
2.3.3 Programas Eespeciales	18
2.3.4 Mercados atendidos.	19
3. DESCRIPCION SISTEMA DE GASODUCTOS	21
3.1 CARACTERISTICAS DEL GASODUCTO CUSIANA – CALI	21
3.1.1 Tramo Cusiana- El Porvenir – La Belleza	21
3.1.2. Tramo Mariquita – Cali.	22
3.2 AMPLIACIONES DE CAPACIDADES DE GASODUCTOS	23
3.2.1 Ampliación capacidad de compresión gasoducto ballena Barranca.	24
3.2.2 Ampliación capacidad de compresión desde Cusiana.	24
3.3. ESTACIONES COMPRESORAS	25
3.4 ASPECTOS AMBIENTALES ASOCIADOS	26
3.4.1 Flora.	26
3.4.2 Estabilidad, Productividad y Degradación.	27
3.4.3 Fauna.	28
4. INTEGRIDAD DE GASODUCTOS	30
4.1 DEFINICIÓN DE INTEGRIDAD	30

4.2 ASPECTOS RELACIONADOS CON LA TUBERIA	30
4.2.1 Historia de la tubería.	30
4.2.2. Disposición de la tubería	31
4.2.3 Limpieza de la tubería.	34
4.3 GENERALIDADES SOBRE LAS ACTIVIDADES DE INSPECCION, MONITOREO Y MANTENIMIENTO	34
4.3.1 Sistema SCADA (supervisory control and data acquisition).	37
4.3.2 Gerencia de integridad	38
4.4 RIESGO	40
4.5 AMENAZAS POTENCIALES DE UN GASODUCTO	40
4.5.1 Amenazas Dependientes Del Tiempo “ Corrosión”. principal preocupación es la corrosión del acero y en particular de tuberías enterradas.	44
4.6 SISTEMAS DE INSPECCIÓN Y CONTROL	48
4.6.1 Diseño.	49
4.6.2 Selección del material.	50
4.6.3 Control ambiental.	50
4.6.4 Revestimiento de barrera.	50
4.6.5 Protección catódica.	51
4.6.6 Operación y mantenimientos del sistema de Protección Catódica.	52
4.6.7 Pruebas Hidrostáticas.	52
4.6.8 Monitoreo y medición mediante uso de herramientas inteligentes.	53
5. EVALUACIÓN DE FACTIBILIDAD ECONÓMICA	55
5.1 PAUTAS DEL PROYECTO	55
5.1.1 Una parada por falla del gasoducto dura 70 horas.	55
5.1.2 Numero de Fallas que se pueden presentar.	55
5.1.3 Incremento del 2% al año por concepto de IPC.	55
5.1.4 Se trabaja según los datos económicos del gasoducto Cusiana-Cali y sus Contratos.	55
5.1.5 Se supone una falla en el primer tramo del gasoducto "Cusiana-El Porvenir".	56

5.1.6 Costo directo de la reparación de una falla estándar según las características del tramo afectado "Cusiana-El Porvenir".	56
5.1.7 Porcentaje de penalización es equivalente a 1.5 veces el lucro cesante de 70 horas.	56
5.1.8 Frecuencias de aplicación de técnicas de integridad.	56
5.1.9 Valores económicos en Dólares Americanos a una TRM de 1900 Pesos Colombianos.	56
5.1.10 Tasa de oportunidad (WACC) de la compañía del 14%.	57
5.2 DESARROLLO DE LA EVALUACIÓN ECONÓMICA	59
5.2.1 Determinación del riesgo económico por falla (USD/Año)	59
5.2.2 Sensibilidades según el Riesgo Económico	59
5.2.3 Total de la inversión en técnicas de mantenimiento de integridad del gasoducto:	62
6. CONCLUSIONES	64
BIBLIOGRAFIA	65

LISTA DE FIGURAS

	Pág-
Figura 1. Mapa de cadena de valor de actividades de gas: extracción, transporte, almacenamiento y distribución.	14
Figura 2. Red Nacional de Gasoductos	15
Figura 3. Tramo Cusiana- El Porvenir – La Belleza	22
Figura 4. Tramo Mariquita - Cali	23
Figura 5. Gasoducto Ballena Barranca	24
Figura 6. Ampliación desde Cusiana	25
Figura 7. Plan de integridad del gasoducto	31
Figura 8. Bases para el plan de inspección	36
Figura 9. Actividades de reparación de tubería	37
Figura 10. Incidentes entre 1988 – 2008	42
Figura 11. Causas de rupturas ocurridas en Canadá (1984 – 2004)	43
Figura 12. Corrosión deterioro de un material	45
Figura 13. Corrosión externa	46
Figura 14. Corrosión interna	47
Figura 15. Imagen de corrosión	48
Figura 16. Control de la corrosión	49
Figura 17. Marrano inteligente	54
Figura 18. Ahorro comparativo escenario con mantenimiento inicial básico vs escenario sin mantenimiento.	61
Figura 19. Ahorro comparativo escenario con mantenimiento actual vs escenario sin mantenimiento.	61
Figura 20. Comparativo Valor Presente Neto.	62

LISTA DE TABLAS

	Pág.
Tabla 1. Ubicación Operación de TGI S.A. ESP	16
Tabla 2. Potencia de las Compresoras	25
Tabla 3. Costos de Corrosión década de los noventa	43
Tabla 4. Valores por KM técnicas de inspección	57
Tabla 5. Lucro cesante contratos Gasoducto Cusiana - Occidente del País	58
Tabla 6. Riesgo Económico	60

INTRODUCCION

La generación de valor para sus accionistas como objetivo estratégico de la Transportadora de Gas Internacional TGI S.A ESP ha sido la principal motivación para los procesos de expansión de su infraestructura dentro de un contexto global y en frecuente cambio, con el objeto de elevar su competitividad dentro del círculo internacional de compañías que transportan gas.

Tal expansión refleja la necesidad de invertir económicamente en un proceso de gestión de activos el cual consiste en la gestión responsable del capital mediante evaluaciones y decisiones técnico-económicas así como las garantías de las empresas como bonos y acciones por parte de instituciones administradoras (como bancos), para alcanzar los mayores beneficios a los inversionistas.

Dentro del proceso de gestión de activos actualmente TGI cuenta con programas de monitoreo de condición de la integridad de los gasoductos, pero no existe un estudio real de los beneficios económicos obtenidos mediante la implementación de estas actividades, comparado con un escenario donde estas no sean aplicadas.

A pesar de que el Reglamento Único de Transporte (Res. CREG 071-99) establece la calidad del gas a ser transportado por los ductos, por tratarse de tuberías metálicas, éstas se ven afectadas por las condiciones del medio, la composición del gas y factores externos que afectan la integridad de los gasoductos, poniendo en riesgo la seguridad de las personas, la confiabilidad del sistema y disminuyendo la vida útil del mismo.

Un Sistema de Transporte de gas natural por gasoductos debe contar con herramientas que permitan detectar las amenazas y la ubicación de los sitios más

vulnerables para la formación de fallas, para, basado en ello, crear programas de mantenimiento predictivo, preventivo y correctivo, que permitan al Transportador la mitigación de las amenazas, con el ánimo de prestar un servicio con estándares de calidad y seguridad de clase mundial y garantizar a sus clientes la continuidad del servicio.

1. PLANTEAMIENTO DE LA OPORTUNIDAD

Para un desarrollo óptimo del proceso de Gestión de Activos de la compañía, se determinó la carencia de suficientes estudios económicos para la toma de decisiones fundamentadas que permitieran justificar la implementación del uso de herramientas especializadas en la evaluación de integridad de un sistema de transporte de gas natural, en este caso y a manera de ejemplo se seleccionó el gasoducto comprendido por los tramos entre Cusiana y el Occidente del País.

Al no contar con un estudio específico para éste fenómeno generalmente se tiende a gastar dinero en herramientas de integridad para evitar fallas según la experiencia de terceros, pero sin una evidencia bien fundamentada que demuestre su beneficio económico.

La evaluación de factibilidad económica en este tramo, no solo permitirá justificar verdaderamente una inversión en la implementación sino que además permite estimar un potencial ahorro de dinero en la mitigación de fallas en la tubería y servirá para su aplicación en cualquier otro tramo de gasoducto que se desee evaluar.

2. DESCRIPCION DE LA COMPAÑÍA

A continuación se encuentra una descripción del grupo Energía de Bogotá, de la Transportadora de Gas Internacional –TGI S.A. ESP- como empresa perteneciente a dicho grupo empresarial y prestadora del servicio de transporte de gas natural como principal objeto, su misión, visión, y una breve reseña del negocio, incluyendo el portafolio de servicios no regulados y otros servicios.

2.1 PERFIL DEL GRUPO ENERGÍA DE BOGOTÁ

- Es uno de los grupos empresariales más importantes del sector energético en Colombia por el tamaño y solidez de sus activos, así como por los mercados que atiende.
- Se focaliza en los negocios de transporte de electricidad en el que tiene más de cien años de experiencia y gas natural con quince años.
- En la actualidad tiene presencia internacional en Perú y Guatemala, y con perspectiva de crecimiento en otros países de la región.
- Posee inversiones relevantes en otros negocios de la cadena de electricidad (generación, distribución y comercialización) y de gas natural (distribución y comercialización), en alianza con socios reconocidos en el ámbito internacional.
- Por su estructura de remuneración y el mercado que atiende, los negocios del Grupo Energía de Bogotá (GEB) son por lo general estables y de riesgo moderado.
- Es un Grupo reconocido por el sector financiero local e internacional. Las acciones de EEB y TGI están inscritas en el mercado público de valores de Colombia.
- Por medio de prácticas de buen gobierno, el Grupo EEB garantiza los derechos de sus socios e inversionistas.

El Grupo Energía de Bogotá es un grupo empresarial:

- Con visión estratégica nacional e internacional de crecimiento en el sector energético (electricidad y gas), especialmente en el sector del transporte.
- Con compromiso con la calidad en la prestación de los servicios públicos y la generación de valor para sus accionistas.
- Es el principal transportador de gas natural en Colombia.
- Es una de las empresas transportadoras de electricidad más importantes del país.
- Es una holding con un sólido portafolio de inversiones nacional e internacional.

2.2 PERFIL DE TGI S.A. ESP

Con el propósito de consolidar su estrategia de expansión energética a partir del gas como combustible económico, ecológico y con proyección de futuro, el 6 de diciembre de 2006, la Empresa de Energía de Bogotá (EEB), presenta su propuesta para comprar los derechos, activos y contratos de Ecogas, resultando favorecida por ser la mejor oferta económica.

Posteriormente, el 16 de febrero de 2007 se constituye la Transportadora de Gas Internacional (TGI) con 75 millones de acciones, de las cuales 73.435.860 fueron suscritas por EEB, mientras que las restantes 1.564.140, lo fueron por el sector solidario, representado principalmente por trabajadores y cooperativas.

TGI está sujeta a la regulación, la vigilancia y el control de autoridades competentes como la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG), la Unidad de Planeación Minero Energética (UPME) y la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios (SSPD).

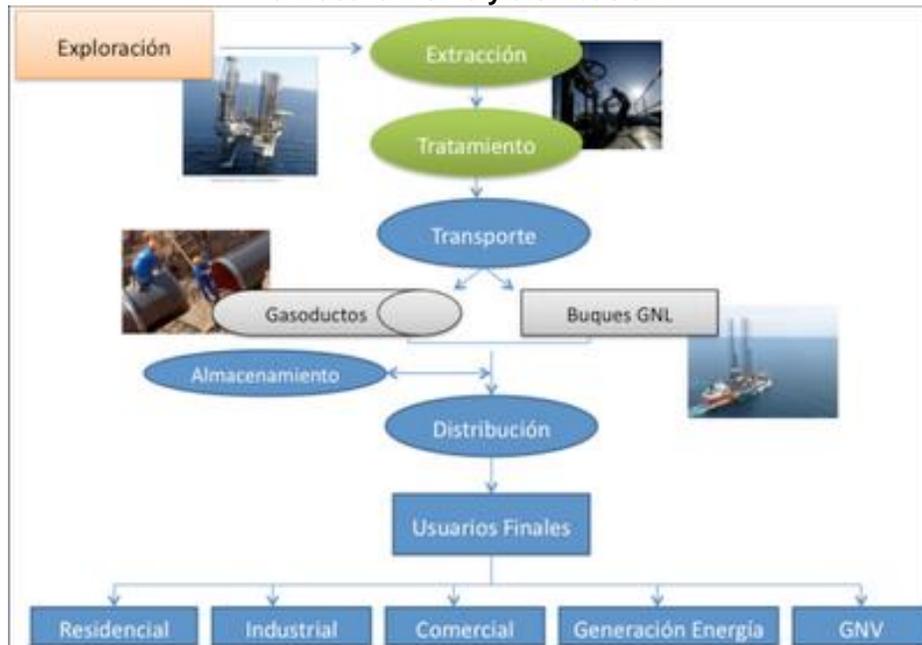
2.2.1 Misión. TGI es una empresa del Grupo Energía de Bogotá que genera valor para todos sus accionistas, mediante la prestación nacional e internacional del servicio de transporte de hidrocarburos, con responsabilidad social, prácticas de clase mundial y un equipo humano innovador, eficiente y de alta calidad

2.2.2 Visión. Ser en el año 2024 la primera empresa transportadora independiente de gas natural en América Latina, reconocida por su responsabilidad social empresarial y por sus prácticas de clase mundial.

2.3 DESCRIPCIÓN DEL NEGOCIO

2.3.1. Cadena de actividades de gas. La Transportadora de Gas Internacional (TGI S.A. ESP) realiza la operación y mantenimiento de la red de gasoductos más extensa de Colombia con 3.529 kilómetros, que va desde La Guajira hasta Valle del Cauca y desde los Llanos Orientales hasta Huila y Tolima, atravesando varios departamentos de la región andina. Su principal objetivo es prestar el servicio de transporte de gas natural (Ver Figura 1) a través del denominado "Sistema del Interior del País", red conformada por los gasoductos de Ballena-Barrancabermeja, Cusiana-Apiay-Usme, Cusiana-La Belleza, Centro Oriente y Mariquita-Cali, y a los cuales se conectan ramales regionales, que transportan el gas hasta los municipios.(Ver Figura 2)

Figura 1. Mapa de cadena de valor de actividades de gas: extracción, transporte, almacenamiento y distribución.



Fuente. <http://www.tgi.com.co/>

Figura 2. Red Nacional de Gasoductos



Fuente: <http://www.tgi.com.co/Paginas/Transporte.html>

Las funciones de TGI son las siguientes:

- Operación y mantenimiento de su propia red de gasoductos.
- Explotación comercial de la capacidad de los gasoductos de propiedad de terceros por los cuales se paga una tarifa de disponibilidad.
- Planeación y coordinación de los recursos del sistema de transporte de gas.
- Administración y transporte de gas combustible en el mercado mayorista.
- Prestación de servicios técnicos en actividades relacionadas con su objeto.
- Inversión en acciones o cuotas sociales de otras sociedades.

- Suscripción y otorgamiento de todos los actos y los contratos necesarios para el adecuado desarrollo de su objeto social.

Construcción directa o por intermedio de terceros, adquisición, operación, administración, mantenimiento y manejo de gasoductos, estaciones de recibo, entrega, compresión, tratamiento, abastecimiento, terminales y, en general, todos aquellos bienes muebles e inmuebles que se requieren para el cumplimiento del objeto social y se pueda disponer de los mismos.

- Negociación, celebración y ejecución con sujeción a las normas legales vigentes y todos los negocios jurídicos que se requieran para la explotación en el país y en el exterior y, en general, para cumplir con el objeto social.

Para llevar a cabo la prestación de los servicios ofrecidos por TGI, esta compañía cuenta con centros operacionales ubicados a lo largo de sus gasoductos, lo cual le permite tener el control de las actividades y la operación.

(Ver tabla 1)

Tabla 1. Ubicación Operación de TGI S.A. ESP

UNIDAD	UBICACIÓN
Sede Administrativa	Bucaramanga - Santander
Centro operacional de gas de Villavicencio	Villavicencio - Meta
Centro operacional de gas de Cogua	Cogua - Cundinamarca
Centro operacional de gas de Gualanday	Gualanday - Tolima
Centro operacional de gas de Barrancabermeja	Barrancabermeja - Santander
Centro operacional de gas de Paipa	Paipa - Boyacá

UNIDAD	UBICACIÓN
Oficina Centro de Trabajo Valledupar	Valledupar - Cesar
Oficina Centro de Trabajo Usme	Municipio Usme, en Bogotá D.C.
Centro de trabajo Puerto Boyacá	Puerto Boyacá - Boyacá
Centro de trabajo Mariquita	Mariquita - Tolima
Centro de trabajo La Belleza	Río Minero-La Belleza - Chiquinquirá
Centro de trabajo Yopal	Morichal - Yopal
Centro de trabajo Neiva	Dina - Guasimal

- Red de gasoductos directamente operados y mantenidos: 2.034 km.
- Red de gasoductos bajo contratos BOMT: 1.495 km.

2.3.2 Servicios Ofrecidos. El portafolio de servicios de TGI S.A. ESP ofrece las siguientes alternativas:

- **Transporte en firme:** Servicio de transporte en el que se garantiza una capacidad de transporte en la ruta que el remitente requiera.
- **Desvío:** Cambio en los puntos de entrada y/o en los puntos de salida con respecto al origen y/o destinación inicial o primaria especificada en el contrato de transporte. Servicio prestado a remitentes que tengan contrato de transporte en firme vigente a la fecha de la solicitud.
- **Transporte ocasional:** Servicio prestado a remitentes que tengan contrato de transporte en firme vigente a la fecha de la solicitud y comprende volúmenes por encima del contratado.

2.3.3 Programas Especiales

- **Gas natural vehicular**

El GNV es uno de los mercados potenciales más importantes para el desarrollo de este sector en Colombia. Por esto TGI estructuró una política para incentivar su consumo en las ciudades que son atendidas, a través de su sistema de gasoductos. Este sistema establece un aporte de 200.000 pesos por cada vehículo proyectado a convertir, para que sirvan junto con los aportes que hagan los demás agentes de la cadena, a estimular la conversión de vehículos al GNV. En efecto, el mecanismo para lograrlo es el otorgamiento de un bono de descuento a la conversión de los vehículos.

- **Servicio de parqueo de gas natural**

Con el ánimo de ofrecer soluciones de transporte de gas natural a sus clientes, TGI estructura y presta el servicio de parqueo interrumpible de gas natural.

- **Incentivos a industrias y cogeneración**

Entre los contratos de transporte de gas natural que TGI tiene suscritos con algunos remitentes, se tienen pactados incentivos para el transporte en firme del combustible proveniente del campo de Cusiana. En su momento estos incentivos viabilizan proyectos de cogeneración y la entrada de clientes industriales al consumo de gas natural, los clientes que son atendidos por distribuidoras conectadas al sistema de transporte de TGI.

- **Transporte de gas por fuera de especificaciones RUT**

Para permitir la entrada de gas por fuera de especificaciones RUT, de acuerdo con las solicitudes hechas por parte de los productores para entregar a los remitentes las cantidades de gas demandadas, TGI estructura y presta el servicio orientado a recibir y transportar gas natural con un contenido de CO₂ superior al establecido en el RUT, cobrando una tarifa en contraprestación por dicho servicio.

2.3.4 Mercados atendidos.

- **Distribuidor:** A este segmento pertenecen todas las empresas que prestan el servicio de distribución de gas natural por red en las ciudades que se encuentran ubicadas en el área de influencia de los gasoductos administrados por TGI, atienden las necesidades de gas natural de los siguientes mercados:

Cogeneración: Usan el gas natural para la producción secuencial de energía térmica y energía eléctrica, estando ésta producción de energía ligada a un proceso Industrial, Comercial o de Servicios.

Regulado: Es un consumidor de hasta 100 kpcd de gas natural. Para todos los efectos, un usuario regulado es un pequeño consumidor y está sujeto a las tarifas establecidas por la Comisión de Regulación de Energía y Gas-CREG.

No regulado: Es un consumidor de más de 100 kpcd de gas natural. Para todos los efectos un usuario no regulado es un gran consumidor y no está sujeto a las tarifas establecidas por la Comisión de Regulación de Energía y Gas.

- **Térmico:** Este sector utiliza el gas natural para la generación de energía eléctrica, cuyas plantas Térmicas están ubicadas en la zona de influencia de los gasoductos administrados por TGI S.A ESP.
- **Industrial:** Este sector utiliza el gas natural como combustible primario para sus procesos productivos, generación de potencia o energía.

- **Comercializador:** A este sector pertenecen los Remitentes que desarrollan la actividad de compra y venta de gas natural a título oneroso con destino a los usuarios finales o el mercado mayorista.
- **GNV:** Gas natural vehicular

3. DESCRIPCION SISTEMA DE GASODUCTOS

En este capítulo se encuentra la descripción de los gasoductos que se usan para el transporte entre Cusiana y el Occidente del país, que son los tramos a evaluar en la implementación de herramientas especializadas en la evaluación de integridad de un sistema de transporte de gas natural.

Así mismo, se habla un poco sobre los proyectos de expansión actuales que está desarrollando TGI S.A. ESP y sus estaciones compresoras, necesarias para el funcionamiento óptimo del sistema.

3.1 CARACTERISTICAS DEL GASODUCTO CUSIANA – CALI

3.1.1 Tramo Cusiana- El Porvenir – La Belleza. Antiguo Oleoducto Central de los Llanos convertido a gasoducto entre 1999 y mediados del año 2000 en el tramo El Porvenir - La Belleza y en el primer semestre del 2003 el tramo Cusiana - El Porvenir. Este gasoducto se localiza en los departamentos de Casanare, Boyacá y Santander pasando por los municipios de Tauramena, Monterrey, Sabanalarga, Paez, Miraflores, Zetaquirá, Ramiriquí, Jenesano, Boyacá, Ventaquemada, Samacá, Sáchica, Villa de Leiva, Santa Sofía, Moniquirá, Puente Nacional, Albania, Jesús María, Florian y La Belleza. Tiene una longitud total de 222.98 Km. en tubería de 20 pulgadas de diámetro.

La capacidad actual del gasoducto es de 150 mpc/d. Actualmente es el principal centro de suministro de gas de la capital del país y de los ramales de Boyacá y Santander. (Ver Figura 3).

Figura 3. Tramo Cusiana- El Porvenir – La Belleza

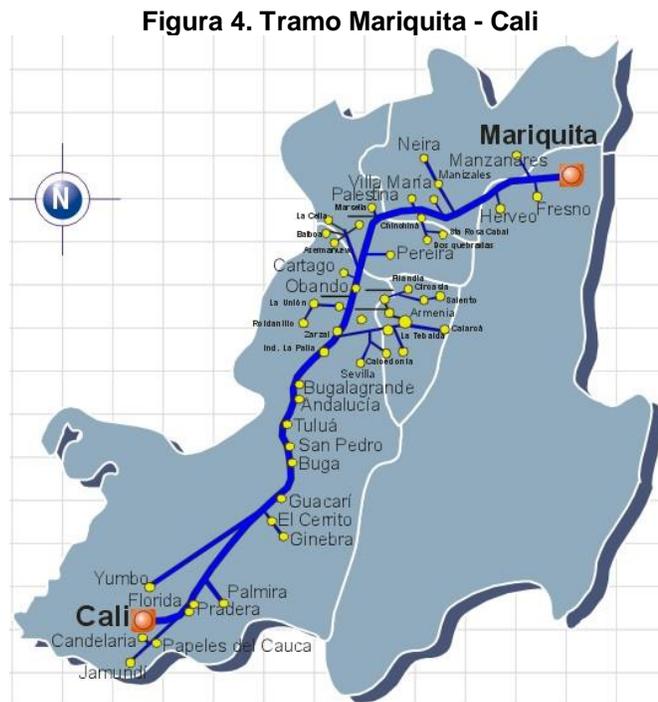


Fuente: <http://www.tgi.com.co/Paginas/MapaNacional.htm>

3.1.2. Tramo Mariquita – Cali. La construcción y operación de este gasoducto fue adjudicada a la firma Transgas de Occidente S.A. por el sistema BOMT, contrato que fue cedido a Ecogás a partir del 15 de enero de 1998. Antes de la construcción del Gasoducto, Ecopetrol desarrolló un estudio de impacto ambiental, que consistió en realizar un análisis detallado del medio ambiente, conociendo los cultivos, la fauna, las fuentes de agua y los aspectos sociales y económicos de las poblaciones por las que pasaría el Gasoducto. Este estudio permitió desarrollar el Plan de Manejo Ambiental, aprobado por el Ministerio del Medio Ambiente, y así poder adelantar el proyecto. En 2007 este contrato fue cedido a la Transportadora de Gas Internacional - TGI S.A. E.S.P.

Su construcción se inició el 19 de enero de 1996, terminándose la misma, el 24 de agosto de 1997. La línea troncal consiste de 340 km de tubería de 20 pulgadas y sus ramales tienen una longitud de 424 km en tuberías que van de 2 a 8 pulgadas de diámetro. La fase operativa, que se inició el 25 de agosto de 1997, se de

veinte (20) años, con transferencia a Ecogás, ahora TGI S.A. ESP, es decir en agosto de 2017. Se estima que cubrir las necesidades de mas de 2.556.000 colombianos en el occidente del país. Actualmente cuenta con facilidades para atender el suministro de 48 municipios de los departamentos del Valle del Cauca, Quindío, Caldas, Risaralda, Tolima y las térmicas Termovalle y Termoemcali. (Ver Figura 4).



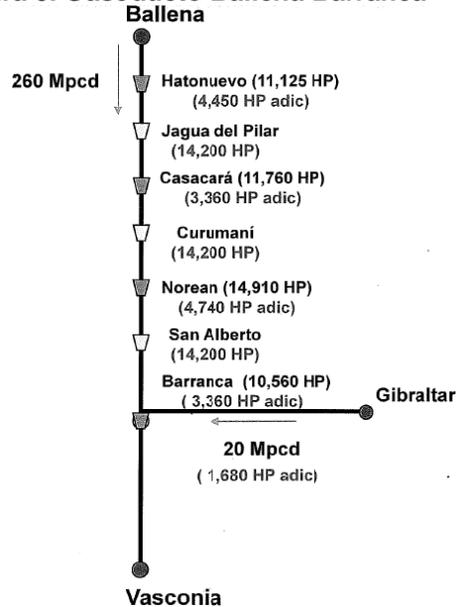
Fuente: <http://www.tgi.com.co/Paginas/MapaNacional.htm>

3.2 AMPLIACIONES DE CAPACIDADES DE GASODUCTOS

En la actualidad TGI S.A. ESP se encuentra ampliando la capacidad de los gasoductos Cusiana - Interior y Ballena- Barrancabermeja, lo cual constituye el proyecto más ambicioso en materia de transporte de gas que se ha desarrollado en los últimos años en Colombia.

3.2.1 Ampliación capacidad de compresión gasoducto ballena Barranca. Proyecto de expansión de la capacidad del gasoducto de 190 mmcf/d a 260 mmcf/d. Esta contempla la adición de 70 mmcf/d desde ballena y 20 mmcf/d desde Gibraltar. La capacidad se aumentará instalando potencia adicional de compresión en las estaciones existentes de Hatonuevo, Casacará, Norean y la instalación de 3 estaciones de compresión nuevas en San Alberto, Curumani y la Jagua del Pilar. (Ver Figura 5)

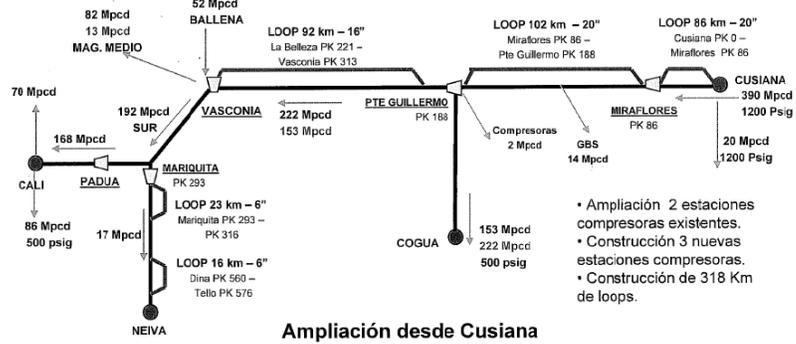
Figura 5. Gasoducto Ballena Barranca



Fuente: <http://www.tgi.com.co/Paginas/Topologico.htm>

3.2.2 Ampliación capacidad de compresión desde Cusiana. El proyecto de expansión permitirá aumentar la capacidad de transporte de este sistema desde Cusiana en 180 mmcf/d, pasando de una capacidad actual de 210 mmcf/d a una capacidad futura de 390 mmcf/d. El proyecto se desarrollará en dos fases permitiendo el aumento de la capacidad de transporte de manera escalonada, de acuerdo con el incremento de la producción de gas en los campos de Cusiana y Cupiagua. El proyecto tendrá un costo de USD 380 millones y entrará en operación en el primer semestre de 2011. (Ver Figura 6)

Figura 6. Ampliación desde Cusiana



Fuente: <http://www.tgi.com.co/Paginas/Topologico.htm>

3.3. ESTACIONES COMPRESORAS

Actualmente TGI cuenta con 12 estaciones compresoras 6 de ellas repotenciadas y ampliadas y 6 completamente nuevas.

Tabla 2. Potencia de las Compresoras

ESTACION	POTENCIA (Hp)
HATONUEVO	13775
LA JAGUA	14200
CASACARA	11760
CURUMANI	14200
NOREAN	15545
SAN ALBERTO	14200
BARRANCABERMEJA	10560
VASCONIA	10920
MIRAFLORES	17320
PADUA	8400
MARIQUITA	1760
PUENTE GUILLERMO	16590

3.4 ASPECTOS AMBIENTALES ASOCIADOS

3.4.1 Flora. Esta región concentra el mayor desarrollo industrial y urbano, que ha propiciado el crecimiento sectorial de la economía nacional y, debido al manejo inadecuado, ha generado los mayores procesos de contaminación y de degradación de la oferta ambiental. La potencialidad de ésta región obedece a su localización geográfica, clima, productividad de los suelos y abundancia relativa del recurso hídrico, que permiten la expansión y consolidación industrial.

El desarrollo industrial en esta región ha permitido la dinamización de los procesos de urbanización, consolidándose grandes centros urbanos los cuales son fuentes continuas de emisiones de SO₂, CO₂ y NO₃ y material particulado que sobrepasan los límites permisibles.

La actividad agropecuaria ha ascendido a los pisos alto andino y de páramo, originando nuevos frentes de colonización y alterado así los ecosistemas de las laderas de las cordilleras. Por su parte los páramos están siendo invadidos en especial por cultivos de papa, con la afectación de la calidad de aguas y de su capacidad para producir y retener este recurso.

En la Región Orinoquía, los descubrimientos de los yacimientos petroleros de Caño Limón (Arauca), Apiay (Meta) y Cusiana y Cupiagua (Casanare) han ocasionado severas alteraciones de los ecosistemas de la región.

Con las prospecciones petroleras y sus derivados se abren grandes corredores que causan pérdida del hábitat y alejamiento de la fauna y ocasionan el descapote de los suelos, conllevando a la erosión. La explotación de hidrocarburos genera intensificación de los procesos masivos de colonización que traen consigo una demanda mayor de recursos naturales, además de procesos de contaminación de los cuerpos de agua superficiales y subterráneos y la contaminación atmosférica.

En esta región es también significativa la alteración de los ecosistemas boscosos a causa de la agricultura comercial de arroz, sorgo, soya y palma africana, así como la ganadería tecnificada.

En general, el medio natural se encuentra en esta zona en bajo y medio nivel de intervención. Presenta problemas de deforestación, erosión y contaminación del recurso hídrico. En la llanura existen ecosistemas especiales, como los bosques, refugio de numerosas especies de fauna y reguladores del ciclo estacional de lluvia, que han sido deteriorados por representar una fuente de recursos naturales de fácil acceso.

La vegetación de sabana ha sido objeto de transformación de la fisionomía del paisaje natural llanero por la frecuencia de quemas periódicas, prácticas de manejo de la inundación anual, presión de pastoreo, caza indiscriminada, sobrepesca, contaminación de los ríos por el uso de agroquímicos, introducción de especies exóticas para mejorar la calidad de los pastizales y ampliación de la frontera agrícola.

3.4.2 Estabilidad, Productividad y Degradación. En verano o tiempo seco, gran parte de las sabanas presentan una vegetación compuesta básicamente por rizomas y por especies que resisten la quema y los incendios, inducidos o naturales; en ellas las matas de monte, los morichales, los raudales, los bosques de galería cumplen una función esencial para el acceso al agua por parte de la fauna y la población humana. En tiempos secos, la importancia de los ojos de agua, de los caños, y en general, de todas las estructuras boscosas protectoras del agua es crucial para la supervivencia de ciertos vertebrados que se protegen o encuentran un 'oasis' en estos pequeños cuerpos de agua durante largas sequías.

En el momento en que llega la lluvia, el panorama es otro. La dinámica de la sabana tiene una cara diferente: no dominan ni los vegetales que resisten las

quemadas ni las especies animales que encuentran refugios en los ojos de agua. En tiempo de lluvia, se está frente a una sabana inundada, con desbordes, en donde los aspectos limnológicos y las dinámicas de los recursos hidrobiológicos predominan frente a cualquier otro componente del ecosistema. En ésta gran época de inundación, el fitoplancton, el zooplancton y el perifiton son muy importantes para la nutrición de otras especies y comunidades que resisten la abundancia y el exceso de aguas, sean éstas de tipo faunístico o florístico.

El aprovechamiento comunitario y social de la sabana, introducido y creado por las comunidades humanas que habitan y por la trashumancia ligada a cambios climáticos, son elementos de crucial importancia para la sostenibilidad de los ecosistemas en su dinámica temporal, con unas épocas de verano en las que las sequías pueden durar hasta siete meses y otras de humedad, que inundan gran parte del territorio. El avance de la propiedad privada sobre las tierras de estas sabanas podría introducir algunos ingredientes que dificultarían la sostenibilidad de un medio como éste.

En general, ésta zona está favorecida con el recurso hídrico: casi 65% de su extensión tiene altos excedentes de agua y el resto del área tiene disponibilidad de agua entre normal y excedente.

3.4.3 Fauna. Fisiográficamente se puede distinguir tres unidades: el piedemonte de la cordillera Oriental, con elevaciones hasta 500 m de altura; los abanicos aluviales, con alturas inferiores a 400 m y sujetos a inundaciones estacionales, y finalmente, las altillanuras, que no están sujetas a inundaciones estacionales. La fauna de esta región posee gran afinidad con la del Caribe y no es muy diversa.

En cuanto a los anfibios se ha registrado 5 familias, 15 géneros y 28 especies; el género más rico en especies es *Leptodactylus* sp. (Roa y Ruiz, 1993, en Rancel 1995).

Existen registros de 119 especies de reptiles, de los cuales 45 pertenecen a las serpientes y 58 a los saurios (Sánchez et al., en Rancel 1995). Se reseña la presencia del caimán del Orinoco (*Crocodylus intermedius*) como una especie de esta unidad que desafortunadamente, ha sido afectada por la caza intensiva que la tiene al borde de la extinción.

Las 644 especies de aves están representadas en 376 géneros y 61 familias; los géneros más diversos son *Myrmotherula*, con 9 especies, y *Tangara*, con 8 (Roda y Sryles, 1993, en Rangel, 1995). Son características en esta región el garzón soldado (*Jabiru mycteria*) y la corocora (*Eudocimus ruber*).

Dentro de las especies características de mamíferos se puede nombrar al armadillo de sabana (*Dasypus sabanicola*) y probablemente, a la ardillita (*Sciurus flammifer*).

En la Vertiente Oriental de la Cordillera Oriental, a pesar de la disminución de la fauna por la acción antrópica se encuentra con frecuencia ardillas, armadillos, lapas, osos hormigueros, perezosos y soches además de grupos de primates como monos aulladores y ahotus. La pesca no posee importancia comercial siendo relativamente abundantes los Loricaridos.

En el Altiplano Boyacense la fauna se reduce a roedores y conejos (lagomorfos). Los ríos Sutamarchán y Moniquirá que tributan al Suárez y al Magdalena poseen caudales bajos con poca cobertura vegetal, dando como resultado bajos aportes alimenticios aloctonos.

4. INTEGRIDAD DE GASODUCTOS

El presente capítulo brinda una visión global del estado del arte del área de integridad en gasoductos, sus herramientas y técnica más comunes, así como los problemas más usuales y de mayor impacto que se presentan en un sistema de transporte de gas a nivel mundial.

4.1 DEFINICIÓN DE INTEGRIDAD

La integridad y la eficiencia de la tubería son factores críticos que influyen en la buena operación y en los costos a cargo de las compañías que transportan gas natural. Existen varios los factores que aumentan la corrosividad del gas, como los componentes corrosivos CO₂, H₂S, cantidad de agua condensada, depósitos sólidos, sales, etc.

Es necesario realizar procedimientos periódicos de limpieza interna, y evaluar la integridad del sistema por una herramienta de inspección, para determinar la resistencia remanente de la tubería, y por lo tanto, la integridad del sistema. Esto ayudará a determinar la necesidad de protección o plan de mantenimiento preventivo (Ver la Figura 7).

4.2 ASPECTOS RELACIONADOS CON LA TUBERIA

4.2.1 Historia de la tubería. Con el estudio de los antecedentes de la tubería se determina su confiabilidad. Para cumplir con este objetivo es necesario tomar en cuenta cualquier modificación en su diseño o utilización. Por eso es muy importante mantener registros detallados de:

- Utilización: rango de condiciones de operación, severidad y magnitud de los trastornos del proceso.
- Inspecciones: Fechas de inspección, tipos de inspección, resultados y comentarios. Fallas: descripción detallada, resultados de las investigaciones formales e informales, posibles causas y las medidas de corrección que se han considerado.
- Reparaciones: Extensión, calidad de los materiales y del método de aplicación.

Figura 7. Plan de integridad del gasoducto



4.2.2. Disposición de la tubería

4.2.2.1 Tubería expuesta y tubería enterrada. Las profundidades a las que se entierran las tuberías deben estar especificadas, ya que no es aconsejable enterrar tuberías a poca profundidad. Se debe mantener un perfil de toda la tubería donde se indique la profundidad; la variabilidad de la profundidad es una

función de muchos factores que incluyen las diferencias en las condiciones del subsuelo, especificaciones de construcción originales y cambios durante el tiempo.

Las tuberías expuestas y enterradas están sujetas a factores diferentes, por un lado para las tuberías expuestas se reduce el índice de daños accidentales por los golpes de excavación, pero por el contrario pueden originarse otras causas potenciales de daño como la vulnerabilidad por fuerzas externas como el vandalismo, daño por deterioro del recubrimiento y corrosión atmosférica.

Existen dos tipos de tubería expuesta:

- Expuesta a la atmósfera por el diseño.
- Previamente enterrada y que ha sido expuesta por la erosión del terreno y deslizamientos.

Las inspecciones deben incluir inspección visual de la superficie exterior, condiciones del recubrimiento en toda la superficie y en los contactos con los soportes. De todas las inspecciones se deben mantener registros.

4.2.2.2 Zonas críticas por donde cruza una tubería. Al atravesar la tubería sitios donde existen quebradas, ríos, vías y ferrocarriles, surgen zonas potencialmente vulnerables a los fenómenos corrosivos. Los ríos y quebradas está sujetos a erosión que puede dislocar la tubería; el tráfico de vehículos sobre carreteras y ferrocarriles puede causar esfuerzos repetidos y vibraciones en la sub-superficie. Por estas razones las tuberías son fortalecidas en los cruces. Además, se especifican medidas preventivas entre las cuales podemos incluir, mayor espesor de pared y aumento de la profundidad de las tuberías enterradas.

4.2.2.3 Edad de la tubería. La edad constituye un factor importante en la evaluación de la integridad, debido al deterioro relacionado con ella, cuando la tubería no se

mantiene adecuadamente. El deterioro acelerado de las tuberías se presenta por la interacción de varios factores, entre los que se pueden considerar condiciones de operación más agresivas que las anticipadas.

Entre los factores que afectan la vida de la tubería se incluyen:

- Naturaleza del material
- Naturaleza del ambiente a que está sometido
- Efectividad y periodicidad del programa de mantenimiento
- Inspección regular que evalúe la velocidad del cambio en las condiciones físicas
- Realización de pruebas hidrostáticas

La edad de la tubería influye en varios aspectos que afectan la probabilidad de la falla, entre estos aspectos figuran, la corrosión general, corrosión - fatiga y los métodos de construcción y manufactura de la tubería. No obstante propiedades como la resistencia y la ductilidad no se ven tan afectadas.

a. Corrosión

Al pasar el tiempo los efectos de corrosión aumentan; los sistemas de recubrimiento son susceptibles al deterioro a causa de la edad debido a la abrasión mecánica y reacción química por absorción de gases y líquidos.

b. Fatiga

La aplicación de ciclos de esfuerzos puede resultar en la formación y propagación de grietas, que cuando no se detectan pueden ocasionar la falla de la tubería. Las fluctuaciones de presión durante la operación de la tubería son las principales fuentes de fatiga; los efectos de fatiga pueden predecirse, y por lo tanto,

controlarse. La detección de estas imperfecciones se realiza con diversos métodos, como pruebas hidrostáticas, monitoreo e inspección en línea.

c. Métodos de manufactura y construcción

El tiempo de manufactura puede influir en los mecanismos de falla, ya que con el transcurso del tiempo han cambiado estos métodos; además, las técnicas para soldar las juntas han mejorado durante los años, debido a que actualmente las zonas soldadas deben pasar una inspección más exigente (norma API 1104 Standard for welding pipelines and related facilities).

4.2.3 Limpieza de la tubería. Se debe evaluar el costo de la limpieza y confrontarlo con los beneficios obtenidos. Al elaborar y ejecutar la programación de limpieza del gasoducto, se reducirá el tiempo de permanencia del agua condensada en la línea, y por lo tanto, se disminuirán los efectos corrosivos en el material.

4.3 GENERALIDADES SOBRE LAS ACTIVIDADES DE INSPECCION, MONITOREO Y MANTENIMIENTO

La inspección óptima es aquella que explora todo el gasoducto. Las inspecciones puntuales generan gran incertidumbre, porque requiere asegurarse que la muestra analizada sea representativa de la distribución general de corrosión a lo largo de la tubería. Con un conocimiento completo de los perfiles de corrosión (a lo largo de la sección que está bajo estudio), y el tiempo que la tubería ha estado en servicio se pueden desarrollar:

- Estrategias de mantenimiento, monitoreo y reparación: instalación o re-localización de sistemas de monitoreo, establecimiento de programas integrales de control de corrosión (estableciendo un programa de uso de

herramientas de limpieza, instalación de inhibidores de corrosión en los sitios más indicados), selección de condiciones de operación y planificación de proyectos futuros. Para desarrollar el plan de mantenimiento reactivo y proactivo (Ver la Figura 8).

- Aumentar la integridad del gasoducto, al conocer el comportamiento corrosivo del sistema.
- Estimaciones de la vida remanente de la tubería.
- Posibilidad de estimar con anticipación los perfiles de corrosión de cualquiera de las instalaciones del sistema.
- Determinar el impacto económico al controlar de la corrosión.

Los beneficios del análisis de velocidad de corrosión, son los siguientes:

- Minimizar el riesgo de falla de la tubería, localizando las áreas que presentan altas velocidades de corrosión
- Evitar reparaciones innecesarias y factiblemente excavaciones innecesarias de los defectos que se mantienen en estado estable, y que no representan un peligro para la integridad de la tubería.
- Mitigación proactiva de sitios con altas velocidades de corrosión, especialmente aplicable para tubería desnuda.
- Optimizar la frecuencia de inspección (Ver Figura 8).
- Disminuir los costos de reparación (Ver Figura 9).

Figura 8. Bases para el plan de inspección



Dentro de las actividades más comunes de inspección y mantenimiento en los gasoductos, se encuentran:

- Inspección y mantenimiento de válvulas, bombas, medidores de flujo, instrumentación, componentes eléctricos, sistema de control de supervisión y equipo de comunicaciones.
- Inspección y mantenimiento de sistemas de control de la corrosión.
- Verificación periódica de la integridad de la tubería.
- Calibración de instrumentos para cumplir con las normas, recomendaciones de fabricantes y regulaciones del estado.
- Inspección y mantenimiento de zonas soldadas.
- Inspección en cruces sobre ríos y otras tuberías.
- Programas de prevención de daños y educación al público.
- Mantenimiento de registros regulatorios.

Figura 9. Actividades de reparación de tubería



Fuente: PIPELINE MANAGEMENT SYSTEMS BASED ON RISK ANALYSIS, M.J BORYSIEWICZ, S. POTEMPSKI

La revisión de los procedimientos de operación se puede desarrollar por medio de los siguientes pasos:

1º. Desarrollo y verificación de listas de chequeo, para cumplir con las regulaciones aplicables y normas industriales.

2º. Examen detallado de los manuales y procedimientos, con respecto a los resultados claves identificados por medio de comentarios y quejas del público

4.3.1 Sistema SCADA (supervisory control and data acquisition). Es un sistema de comunicaciones basado en tecnología computacional que monitorea, procesa, transmite y muestra los datos de la tubería para el controlador. Mediante el monitoreo remoto se puede controlar la operación de las estaciones; cada fuente de datos transmite información al sistema SCADA aproximadamente cada 3

segundos, estas señales se transmiten electrónicamente al centro de control de operaciones por comunicaciones satelitales. El sistema MODEM (soporte del sistema) puede ser usado si hay una falla aislada en la comunicación satelital de las estaciones individuales o si hay una falla en el sistema satelital completo.

Los sistemas de control local suministran protección contra las operaciones extra-normales en cada una de las estaciones de bombeo; estos sistemas se diseñan para suministrar un cierre metódico de las estación de bombeo si hay una condición de alarma, o cuando ciertos parámetros de operación son violados.

El sistema SCADA recoge datos reales en el tiempo, usando unidades de la terminal remota, controladores lógicos programables y otros aparatos electrónicos colocados a lo largo de la tubería. La comunicación con esos aparatos se presenta por varias vías, como celular, satelital y por micro-ondas; aunque los medios más comunes son los circuitos telefónicos y sistemas de radio. El sistema SCADA, puede usarse directamente para detectar fugas, aunque generalmente sirve como soporte al suministrar los datos a los sistemas independientes que detectan fugas.

4.3.2 Gerencia de integridad

4.3.2.1 Entrenamiento del personal. El sistema de tubería y las estaciones debería estar soportadas por grupos de operaciones que consistan de técnicos en campo, ingenieros de corrosión, coordinadores de mantenimiento, supervisores, administradores y directores de área. Esos grupos estarían soportados por un grupo de servicios técnicos centralizado que incluye ingeniería, ambiental, salud y seguridad, cumplimiento con regulaciones, entrenamiento, corrosión y mitigación del riesgo, control de operaciones, diseño y servicios.

Se establece un programa de entrenamiento continuo para instruir tanto al personal de mantenimiento y operación como al personal de soporte en ingeniería, seguridad y protección ambiental. El programa de entrenamiento se revisará anualmente para asegurar su efectividad, estas revisiones son documentadas en varios formatos entre los que se incluye:

- Formato para la revisión del desempeño del personal.
- Entrenamiento del personal.
- Lista de chequeo de calificación.

El programa de entrenamiento consiste de los siguientes componentes:

- Orientación al nuevo empleado.
- Seminarios de entrenamiento.
- Entrenamiento técnico.
- Programa de entrenamiento en seguridad.
- Entrenamiento a supervisores.
- Manuales de operación.

El nuevo empleado es introducido a las políticas de la compañía por medio de la orientación. Los manuales suministran información relativa a tareas específicas del trabajo. El tiempo de entrenamiento debe estimarse.

4.3.2.2 Auditorias de integridad. Las auditorias de integridad son realizadas por autoridades reconocidas en el área de la metalurgia. El reporte establece si la tubería es conveniente para el servicio y brinda además recomendaciones para aumentar la confiabilidad de la tubería.

4.4 RIESGO

El riesgo es la medida de la frecuencia de ocurrencia, de la consecuencia no-deseable. El intervalo de la inspección óptima es aquel en que el riesgo surja en falla en un nivel aceptable; el nivel aceptable de riesgo se mide en un resultado económico o social. Un criterio de costo apropiado es igualar el costo de la inspección con el costo de la falla, donde ambos son expresados en términos de costo por año.

El objetivo de la inspección es detectar el deterioro antes de la falla para asegurar que consecuencias indeseables no tomen lugar, y que las acciones correctivas sean tomadas. En la mayoría de los casos no es posible determinar un dato de inspección que asegure absolutamente que el deterioro es detectado antes de la falla. Siempre habrá alguna probabilidad que la falla pueda ocurrir, y dependiendo de la probabilidad de daño o costo que sigue a la falla, habrá alguna probabilidad que una consecuencia indeseable pueda ocurrir.

4.5 AMENAZAS POTENCIALES DE UN GASODUCTO

La corrosión representa un problema grave para todo el mundo industrializado, como lo prueba el cuidado que ponen en el costo y el control de la corrosión en los países más desarrollados. Este costo es del orden de los miles de millones de dólares en los Estados Unidos. El problema de la corrosión en los países en vías de desarrollo se complica aún más por la aparición de factores adicionales que hacen surgir necesariamente una serie de criterios particulares en el manejo de la situación. Estos factores conforman una cadena que empieza por el hecho de la precaria disponibilidad de materiales resistentes a la corrosión y termina con la relativamente nueva familiaridad de los ingenieros de países de menor desarrollo con la ingeniería de la corrosión. La menor intensidad de uso de materiales metálicos, en el estado de desarrollo económico y social de Colombia incide en un

impacto menor de la corrosión. Sin embargo, a medida que se avance en el desarrollo de los diferentes sectores del país irá aumentando el costo de la corrosión.

La corrosión generalizada en una planta proyecta en la opinión pública la imagen del descuido y, por consiguiente, genera desconfianza. Internamente los problemas de corrosión significan paradas imprevistas, contaminación de productos terminados, pérdida de materiales valiosos e incremento de las condiciones de riesgo en seguridad industrial.

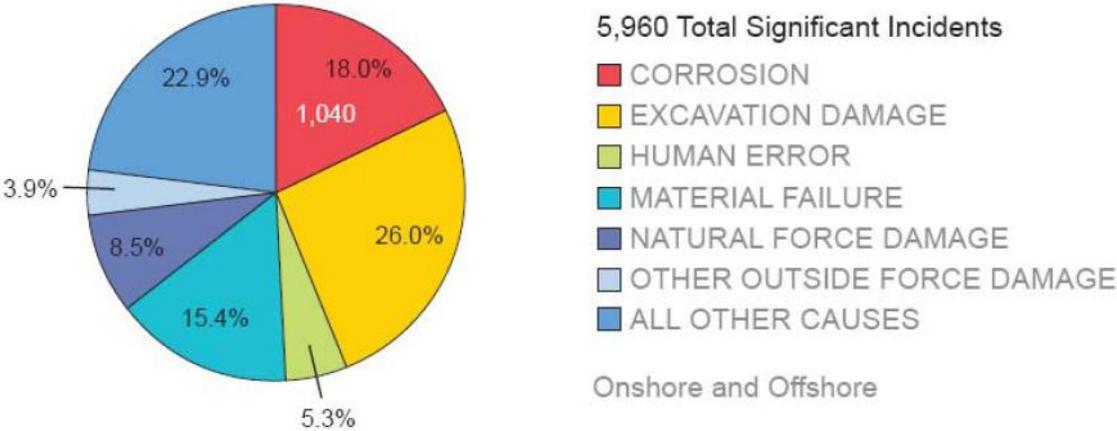
La PHMSA (Pipeline and Hazardous Materials Safety Administration) utiliza criterios específicos para identificar los incidentes más significativos desde el punto de vista de seguridad y confiabilidad de los gasoductos. Un incidente se cataloga como significativo si cumple con las siguientes condiciones:

- Víctimas mortales o lesiones que requieren hospitalización de pacientes.
- USD \$ 50,000 o más en los costos totales, medidos en dólares.
- Vertimientos de de cinco barriles o más en líquidos altamente volátiles.
- Derrame de líquidos ocasionados por explosiones accidentales.

Como se muestra en la Figura 10 en los Estados Unidos la corrosión ha sido responsable del 18% de los incidentes importantes (Offshore y Onshore) en el periodo comprendido entre 1988 y 2008, en comparación durante este mismo periodo el daño por excavación representó el 26% de los incidentes más importantes. Por el contrario, la corrosión representó sólo el 5,8% de todos los incidentes graves (Offshore y Onshore) los cuales se definen como aquellos que resultan en una fatalidad o lesión que requiera hospitalización del paciente durante este mismo periodo; mientras los daños ocasionados por excavación fueron responsables del 34,5% de todos los incidentes graves. La NACE (National Association of Corrosion Engineers) actualmente estima que los costos totales asociados a fenómenos de corrosión ascienden a los USD \$276.000.000.000. El

fenómeno de corrosión tanto interna como externa asociada a gasoductos de transporte de gas onshore representa USD\$7.000.000.000 de este total.

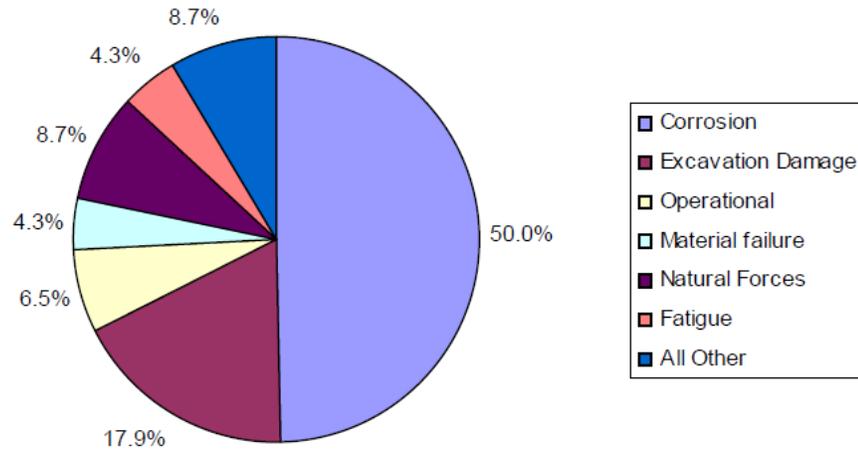
Figura 10. Incidentes entre 1988 – 2008



Fuente: [HTTP://PRIMIS.PHMSA.DOT.GOV/RD/MTG_022806.HTM](http://PRIMIS.PHMSA.DOT.GOV/RD/MTG_022806.HTM)

Así mismo se aprecia en la Figura 11 que en Canadá el porcentaje de fallas asociadas a corrosión fue del 50% más del doble que en los Estados Unidos. Por lo tanto es un fenómeno a sumamente importante a tener en cuenta cuando se evalúa la integridad de los gasoductos.

Figura 11. Causas de rupturas ocurridas en Canadá (1984 – 2004)



Fuente: [HTTP://PRIMIS.PHMSA.DOT.GOV/RD/MTG_022806.HTM](http://PRIMIS.PHMSA.DOT.GOV/RD/MTG_022806.HTM)

La Tabla 3 muestra los costos estimados por corrosión en la década de 1990 para las tuberías de transporte terrestre de gas. Los costos se dividen en el costo de capital, operaciones y mantenimiento (O&M), y el costo de fallos (no relacionados con los costos de O&M). Los costes de rehabilitación y reemplazo de tuberías se incluyen en el los costos de capital. Los costos de operación y mantenimiento comprenden aproximadamente la mitad de los costos totales asociados con la corrosión.

Tabla 3. Costos de Corrosión década de los noventa

Table 1.1 – Cost of Corrosion in U. S. Transmission Onshore Pipelines				
	Low Estimate (Millions of US \$)	High Estimate (Millions of US \$)	Average	
			(Millions of US \$)	Percent
Cost of Capital	2,500	2,840	2,670	38
Operations and Maintenance (O&M)	2,420	4,840	3,630	52
Cost of Failures (Non-Related O&M)	471	875	673	10
Total Cost Due To Corrosion	5,391	8,555	6,973	100

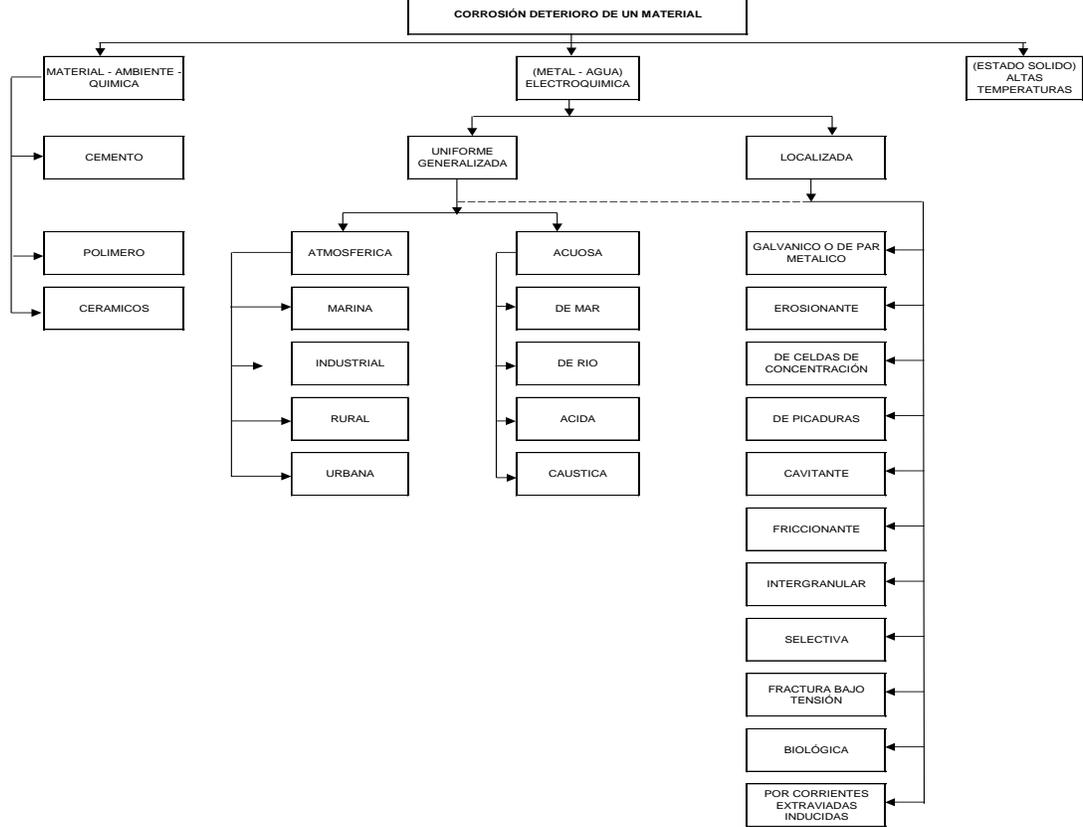
Fuente: <http://www.corrosioncost.com/pdf/gasliquid.pdf>

4.5.1 Amenazas Dependientes Del Tiempo “ Corrosión”. La corrosión es un problema común de los metales más usados para propósitos estructurales. El proceso básico comprende una reacción entre el metal, el oxígeno y el agua para producir una forma soluble del metal o uno de sus óxidos. En la industria del Petróleo nuestra principal preocupación es la corrosión del acero y en particular de tuberías enterradas.

La corrosión reduce la fortaleza del metal, lo que puede conducir a fugas en las tuberías, tanques, etc., y en consecuencia, los costos para la industria aumentan en billones de pesos cada año.

Para las tuberías el medio corrosivo puede ser el terreno y la vegetación (corrosión externa), o el fluido que se transporta a través de las mismas (corrosión interna). Una clasificación general de este fenómeno se puede apreciar a continuación. (Ver Figura 12).

Figura 12. Corrosión deterioro de un material



Esquema 1 Clasificación de la Corrosión

4.5.1.1 Corrosión Externa. La corrosión es un fenómeno electroquímico y por lo tanto, puede ser controlada alterando la condición electroquímica del medio corrosivo. Para las superficies externas de la pared, la alteración de la naturaleza electroquímica del medio corrosivo es relativamente simple y es hecha alterando el campo del voltaje alrededor del tubo. (Ver Figura 13)

Aplicando un potencial negativo en la sección de tubería, el índice de corrosión (oxidación) se reduce y el proceso de la reducción se acelera. Este medio de atenuar la corrosión se conoce como protección catódica (CP).

Figura 13. Corrosión externa



Fuente: american petroleum institute: risk based inspection base resource document, API
Publication 581, USA,2001

4.5.1.2 Corrosión Interna. La corrosión interna es también un proceso electroquímico; sin embargo la protección catódica no es una opción viable dentro de una tubería. Uno de los primeros sistemas de defensa contra la corrosión en tuberías de transporte, es asegurarse de que el producto que es transportado está libre de la humedad. El gas natural seco, desaireado y el aceite y los productos petrolíferos sin humedad no son corrosivos.

Para que la corrosión ocurra, allí debe existir humedad, CO₂, oxígeno, o un poco de otro reactivo de la reducción, tal como uno producido por los microbios. El proceso de operación típicamente controla la humedad, el oxígeno, y el contenido del CO₂ del producto transportado, pero estos componentes pueden ingresar dentro de la tubería en las estaciones compresoras o de bombeo, estaciones de medición, instalaciones del almacenaje, u otros medios. (Ver Figura 14)

Figura 14. Corrosión interna



Fuente: American Petroleum Institute: Risk Based Inspection Base Resource Document, Api Publication 581, USA,2001

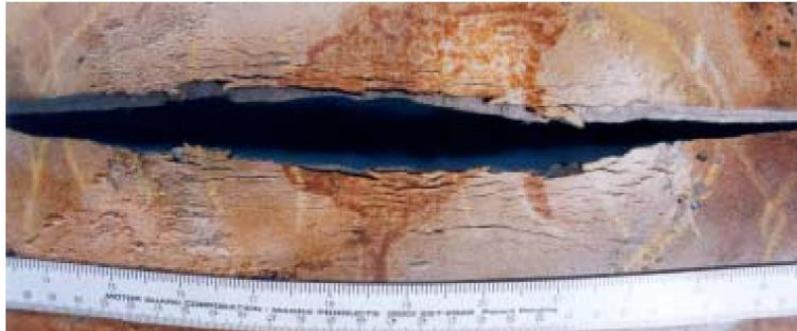
4.5.1.3 Corrosión por Tensión. Una forma particularmente perjudicial de corrosión de la tubería se conoce como agrietamiento por tensión corrosiva (SCC). El SCC es definido como la fractura frágil de un metal normalmente dúctil por la acción conjunta de un ambiente corrosivo específico y de una tensión plástica. En tuberías subterráneas, el SCC afecta solamente a la superficie externa del tubo que se expone al suelo/al agua subterránea.

El factor primario de la tensión plástica en una tubería subterránea está en la dirección y los resultados de la presión circunferencial de funcionamiento. Las tensiones residuales de la fabricación, de la instalación y el daño en servicio contribuyen en gran medida.

Una grieta individual se inicia en la dirección longitudinal de la superficie exterior del tubo. Las grietas ocurren típicamente en las colonias que pueden contener centenares o millares de grietas individuales. En un cierto plazo, las grietas en las colonias se unen y pueden causar escapes o rupturas una vez que el defecto alcanza un tamaño crítico.

La presencia de agrietamiento por tensión corrosiva (SCC) puede calificar una tubería para el reemplazo o rehabilitación. De acuerdo con la severidad y la densidad de las grietas de corrosión, sin embargo, el reemplazo de la tubería puede ser la opción más económica. (Ver Figura 15)

Figura 15. Imagen de corrosión

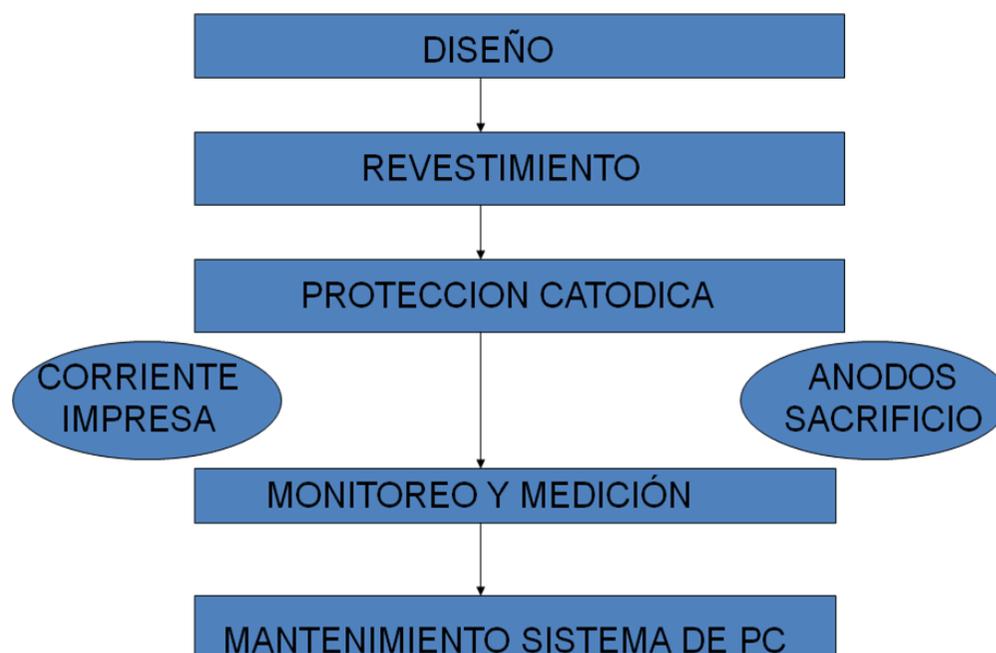


Fuente: American Petroleum Institute: Risk Based Inspection Base Resource Document, Api
Publication 581, USA,2001

4.6 SISTEMAS DE INSPECCIÓN Y CONTROL

El control de la corrosión es la aplicación de los principios y procedimientos de ingeniería para minimizar la corrosión a un nivel aceptable por el método más económico (Ver Figura 16). Es poco práctico y poco económico eliminar completamente la corrosión y en la práctica uno o más de los métodos enunciados a continuación pueden ser aplicados.

Figura 16. Control de la corrosión
CONTROL DE LA CORROSIÓN



4.6.1 Diseño. El primer paso en el control de la corrosión es el de participar conjuntamente con el equipo de trazado y de ingeniería de detalle en el diseño asegurando que las decisiones tomadas a cerca del proyecto tengan como objetivo minimizar los factores que influyen en la formación de la corrosión. Dentro de los principales criterios a tener en cuenta están:

- Anulación de trampas de agua sobre la tubería en tierra y la estructura de soporte, o si ellas no pueden evitarse, proporcionar los medios de desagüe necesarios.
- Uso de soldadura en lugar de tornillos para evitar grietas.
- Planear la ruta de la tubería para evitar riesgos de corrosión.
- Anulación de contacto con metales diferentes usando uniones de aislamiento o seleccionando materiales tan cercanos en potencial como sea posible, según la Serie Galvanizada.

4.6.2 Selección del material. Es importante seleccionar un material con una muy alta resistencia a la corrosión con el ambiente. Para hacer esta selección se debe considerar el costo, la fuerza mecánica, fácil producción, soldadura, corrosión bimetalica, etc.

Mientras que es relativamente simple seleccionar un material que no se corroerá, esto no se usa si las otras propiedades requeridas no se satisfacen. Es, por lo tanto de vital importancia, que las decisiones sean tomadas por todas las partes interesadas para cambiar un material.

4.6.3 Control ambiental. Modificar el ambiente para reducir su corrosividad por eliminación o neutralización de elementos corrosivos, por ejemplo:

- El uso de backfill alrededor de las tuberías.
- El uso de inhibidores (generalmente usados para el control de la corrosión interna) incluyendo biocidas.

4.6.4 Revestimiento de barrera. Insertar una barrera aislante para minimizar el contacto entre el metal y el electrolito, y reducir el flujo de corrientes de corrosión. Si fuera posible suministrar un revestimiento perfecto, la corrosión podría ser eliminada. Sin embargo, no es posible conseguir esta perfección debido a las limitaciones de los materiales comercialmente disponibles, de los procedimientos en la construcción y de manejo, y consideraciones de costo.

Para corrosión atmosférica sobre tierra, un revestimiento de barrera es una opción normal, por ejemplo, un sistema de pintura convenientemente aplicado. Si el revestimiento se daña será visible y reparar / repintar se puede hacer fácilmente.

Sin embargo, para estructuras enterradas otras condiciones deben tenerse en cuenta por las siguientes razones:

- La cantidad de metal perdido por corrosión es directamente proporcional a la magnitud de la corriente de corrosión de la tubería dentro del electrolito.
- Por la ley de Ohm, la cantidad de flujo de corriente dependerá de la diferencia de potencial en la superficie de la tubería y de la resistencia del circuito de la celda de corrosión. La diferencia de potencial depende del material y del electrolito. La resistencia se incrementará insertando una barrera aislante, por lo tanto, la corriente de corrosión se reducirá.
- El porcentaje de corrosión o perforación depende de la densidad de corriente. De esta manera, aunque la corriente de corrosión se reduzca por el revestimiento, el área superficial es reducida por un factor mayor. Por lo tanto, la tubería se puede perforar en un menor tiempo con un revestimiento que si estuviera desnuda.

Es por esto, que los revestimientos no se usan solos para la protección de tuberías enterradas.

4.6.5 Protección catódica. Una vez hemos aplicado una primera barrera contra la corrosión como es el caso de los revestimientos, los cuales no logran en ningún caso el 100% de efectividad, aplicamos un método de protección a las áreas descubiertas o desnudas. Este método es conocido con el nombre de protección catódica y no es más que de transformar las zonas anódicas de la tubería en Cátodos, impidiendo la salida de electrones desde la tubería.

Existen dos sistemas de protección catódica: por corriente impresa y por ánodos de sacrificio, ambas cumplen la misma función, pero su sistema de emisión de electrones es diferente.

4.6.6 Operación y mantenimientos del sistema de Protección Catódica.

Teniendo ya la tubería protegida mediante alguno de los sistemas de protección catódica, el siguiente paso para el control de la corrosión es el de operar y mantener el sistema de tal forma que la tubería esté siempre recibiendo la cantidad de electrones suficientes para lograr su protección. Dentro de las actividades más relevantes tenemos:

- Recorrido Poste a Poste, Toma de potenciales (on/off).
- Localización de Tubería.
- Inspección de gasoductos con sistemas de ánodos de sacrificio.
- Inspección de rectificadores.
- Inspección de Camas anódicas.
- Pruebas de interferencia.
- CIS (Close Interval Survey).
- DCVG (Direct Current Voltage Gradient).
- PCM (Piping Current Mapper).

4.6.7 Pruebas Hidrostáticas. El propósito de la prueba hidrostática es causar falta en la existencia “cerca” de defectos críticos durante la prueba hidrostática controlada en comparación con el defecto que viene tamaño crítico y el fall durante la operación. La prueba hidrostática implica el presurizar de la tubería con agua a una presión que exceda (MAOP) para la tubería. El concepto es relativamente simple. Si hay un defecto en el cual está cerca de tamaño crítico o debajo de MAOP, ese defecto causará una falta de la tubería cuando está presurizado sobre el MAOP. En la mayoría de los casos, la tubería se debe probar por lo menos al 125 por ciento MAOP para proporcionar un margen adecuado entre la presión de prueba y la presión de funcionamiento. Un factor esencial es establecer una frecuencia hidrostática apropiada de la prueba. Si la prueba hidrostática se utiliza como la defensa primaria contra falta de la tubería, la frecuencia debe ser igual al tiempo requerido para que un defecto crezca de un tamaño que apenas pase la

prueba hidrostática (el 125 por ciento MAOP) a un tamaño que sea crítico en la presión de funcionamiento. La prueba hidrostática también se utiliza para comisionar una tubería para el servicio inicial y como criterio para calificar una tubería para la vuelta al servicio.

4.6.8 Monitoreo y medición mediante uso de herramientas inteligentes. Las herramientas inteligentes de inspección en línea (ILI), también conocidas como cerdos inteligentes, son dispositivos propulsados por el fluido que transporta la tubería y son utilizados para detectar y para caracterizar la pérdida del metal causada por la corrosión. (Ver Figura 17)

Hay dos tipos primarios de herramientas de ILI: herramientas de la salida del flujo magnético (MFL) y herramientas ultrasónicas (UT). Las herramientas más avanzadas de ILI (herramientas de alta resolución) son capaces de la discriminación entre la corrosión interna y externa. Las herramientas de flujo magnético (MFL) miden el cambio en las líneas de flujo magnético producidas por el defecto y produce una señal que se pueda correlacionar a la longitud y a la profundidad de un defecto.

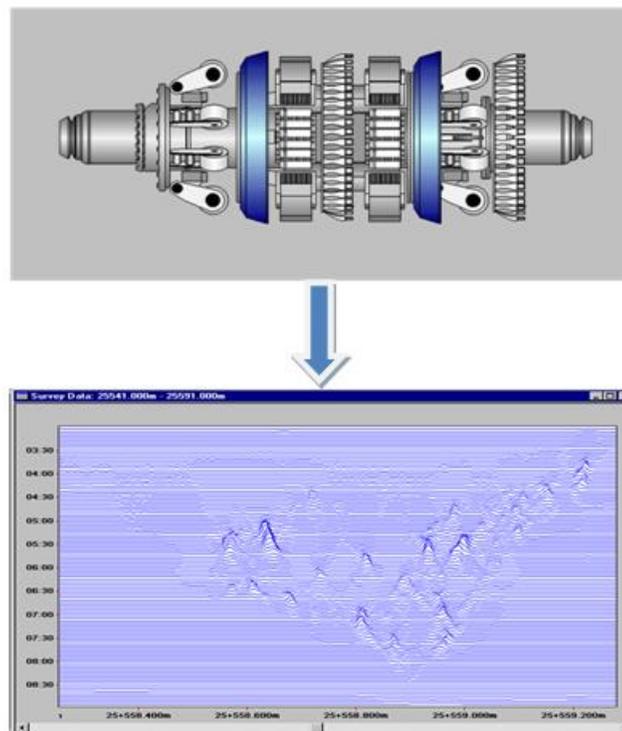
Las herramientas ultrasónicas (UT) utilizan grandes de transductores ultrasónicos para enviar y para recibir ondas de sonido que viajan a través espesor del tubo permitiendo un trazado detallado de este. Las herramientas de UT pueden indicar si la pérdida de la pared es interna o externa. La resolución típica de una herramienta de UT es el +10 por ciento del grueso de pared del tubo con un 80% de confiabilidad.

Las herramientas de UT se utilizan típicamente en las tuberías que transportan productos tales como petróleo crudo, gasolina, etc; puesto que el producto transportado se utiliza como el acoplante condición requerida para los sensores ultrasónicos. Esta herramienta se puede utilizar para examinar tuberías de gas

natural, pero requiere la introducción de un líquido (Agua) para transportar la herramienta a través de la línea.

Los costos asociados con el proceso pigging (marraneo) del tubo incluyen preparación de las trampas de recepción y despacho del elemento, las operación del dispositivo, el costo del marrano inteligente, los solventes y el costo de la disposición del material que se retira de la tubería. La rehabilitación de tuberías corroídas internamente es algo más difícil de manejar que la corrosión externa. La corrosión interna requiere a menudo el recorte y el reemplazo de las secciones afectadas de la tubería. Otros métodos de rehabilitación interna incluyen trazadores de líneas entre otros. La valoración de los costos para estas opciones puede variar grandemente y son predominantemente dependientes del grado de limpieza requerido para preparar la superficie interna o externa para la capa.

Figura 17. Marrano inteligente



Fuente: Introduction To Smart Pigging In Natural Gas Pipelines ,Tom Bubenik, J. B. Nestleroth, And Brian Leis For The Gas Research Institute Keith Leewis, Project Manager December 2000

5. EVALUACIÓN DE FACTIBILIDAD ECONÓMICA

Para la presente evaluación económica se tuvieron en cuenta las siguientes pautas a partir de las cuales se generó todo el modelo.

5.1 PAUTAS DEL PROYECTO

5.1.1 Una parada por falla del gasoducto dura 70 horas. En la vida real una parada puede durar menos tiempo. Se seleccionó este valor debido a que contractualmente TGI se compromete con el remitente a reparar la falla en este lapso de tiempo sin que ello genere penalizaciones adicionales a las previamente pactadas, así mismo se tiene contratado personal externo disponible las 24 horas para solucionar cualquier evento que involucre ruptura del tubo en no más de 70 horas.

5.1.2 Numero de Fallas que se pueden presentar. Por experiencia y Know how interno de la compañía se cuenta con registros anualizados de tiempo medio entre fallas en tuberías mínimo de 1 falla cada 5 años hasta un registro máximo de 2 fallas por año. Estas dos frecuencias mencionadas anteriormente serán nuestro piso y nuestro techo para la elaboración de los diferentes escenarios de cálculo.

5.1.3 Incremento del 2% al año por concepto de IPC. Para la proyección de costos de inversión en técnicas de inspección del gasoducto, se supuso un incremento anualizado de 2%, lo cual representa en promedio el IPC en Colombia.

5.1.4 Se trabaja según los datos económicos del gasoducto Cusiana-Cali y sus Contratos. Para este estudio se seleccionó el gasoducto en mención por contar con datos históricos de fallos, facilidad para adquisición de datos técnicos y económicos.

5.1.5 Se supone una falla en el primer tramo del gasoducto "Cusiana-El Porvenir". Para determinar el impacto del lucro cesante en caso de una falla en la tubería, se supone que esta falla en el tramo Cusiana-El Porvenir que es el primer tramo desde donde proviene el gas. Sería muy complicado determinar el impacto de una falla zonificada por cada tramo de gasoducto.

5.1.6 Costo directo de la reparación de una falla estándar según las características del tramo afectado "Cusiana-El Porvenir". Se supone un valor promedio estándar para la reparación de una sección de tubería de \$ 64,000 USD. Este costo en la realidad puede variar según el tipo de falla, el tramo de tubería a reemplazar, la ubicación geográfica del daño entre otros.

5.1.7 Porcentaje de penalización es equivalente a 1.5 veces el lucro cesante de 70 horas. Las pérdidas económicas por concepto de penalizaciones varía con cada contrato con el remitente; en general se estima que el valor a pagar por concepto de penalizaciones ronda 1.5 veces el valor del lucro cesante que se genere por una falla en el tramo de gasoducto.

5.1.8 Frecuencias de aplicación de técnicas de integridad. Para el ejercicio se tienen unas frecuencias de aplicación de técnicas de integridad estandarizadas, en la realidad su aplicación está sujeta a una evaluación y ajuste por parte del área de integridad. No son estáticas sino dinámicas.

5.1.9 Valores económicos en Dólares Americanos a una TRM de 1900 Pesos Colombianos. Por facilidad para la presentación de los datos se trabajará en dólares americanos y todas las conversiones se realizaron con base en una TRM de 1900 pesos colombianos.

5.1.10 Tasa de oportunidad (WACC) de la compañía del 14%. TGI cuenta con una tasa de oportunidad del 14%, este dato nos servirá de pauta para comenzar con el análisis económico.

A continuación se muestran los valores por kilómetro o punto de inspección estandarizados para todas las técnicas aplicadas para inspección del gasoducto por el área de integridad. Nótese que el valor total es el producto del kilometraje del gasoducto Cusiana-Cali (647 km) por cada valor unitario. Ver Tabla siguiente.

Tabla 4. Valores por KM técnicas de inspección

Gasoducto Cusiana - Cali (Km)	647	TRM	1889.11		
Mantenimientos Gasoducto	Unidad	Columna1	Valor Unitario	Valor Total USD	
Evaluación de potenciales ON-OFF	Km	647	\$ 203,235.00	\$ 69,605.82	
Inspección CIPS	Km	647	\$ 308,485.00	\$ 105,652.82	
Evaluación de interferencias	punto	40	\$ 629,042.00	\$ 13,319.33	
Medición de resistividad de terrenos	Km	647	\$ 151,963.00	\$ 52,045.70	
Evaluación de agresividad de terrenos	Km	647	\$ 505,888.00	\$ 173,261.24	
Evaluación de revestimiento DCVG/PCM	Km	647	\$ 222,305.00	\$ 76,137.09	
Inspección de cruces encamisados	un	40	\$ 94,608.00	\$ 2,003.23	
Inspección de juntas de aislamientos	punto	40	\$ 79,172.00	\$ 1,676.39	
Toma de potenciales a ramales	Km	647	\$ 197,642.00	\$ 67,690.27	
Inspección Herramienta Inteligente	Km	647	\$ 5,700,000.00	\$ 1,952,189.13	
Limpieza Gasoducto	Km	647	\$ 35,000.00	\$ 11,987.13	

Así mismo se cuenta con las proyecciones económicas a 5 años del lucro cesante que ocasionaría una suspensión de 70 horas estándares. El Valor Total USD representa la suma de cada lucro cesante por año en dólares americanos a una TRM de 1900 pesos colombianos.

Tabla 5. Lucro cesante contratos Gasoducto Cusiana - Occidente del País

	Sub total US\$	Sub total \$	Total \$ Año 1	Total \$ Año 2	Total \$ Año 3	Total \$ Año 4	Total \$ Año 5
REMITENTE 1	US\$ 0.00 \$	-	-	2,478,467	2,980,540	3,460,970	4,783,541
REMITENTE 2	US\$ 6,678.16 \$	7,282,063	19,897,842	23,567,334	24,643,265	26,874,345	29,867,478
REMITENTE 3	US\$ 141.01 \$	148,493	414,876	578,954	645,897	754,678	820,467
REMITENTE 4	US\$ 0.00 \$	4,814,947	4,814,947	5,789,345	6,210,428	6,970,275	7,297,480
REMITENTE 5	US\$ 17,677.11 \$	24,141,815	57,535,820	62,789,340	65,350,687	66,873,909	71,234,762
REMITENTE 6	US\$ 6,372.64 \$	7,528,371	17,677,879	19,745,290	23,856,543	27,345,096	28,563,894
REMITENTE 7	US\$ 10,203.14 \$	13,702,405	32,977,289	37,543,987	39,758,650	40,876,250	41,893,765
REMITENTE 8	US\$ 27,863.80 \$	41,686,909	94,324,692	97,465,378	100,655,803	105,789,435	110,765,378
REMITENTE 9	US\$ 138,277.32 \$	237,700,292	498,921,360	754,876,324	1,130,509,870	1,578,983,234	1,687,376,492
REMITENTE 10	US\$ 10,632.22 \$	13,804,312	33,889,745	37,890,456	39,546,593	42,768,349	45,987,345
REMITENTE 11	US\$ 26,351.92 \$	52,609,123	102,390,799	107,589,750	110,937,563	113,689,746	115,984,736
REMITENTE 12	US\$ 10,146.63 \$	12,092,426	31,280,526	35,349,570	39,570,983	43,900,654	47,987,210
REMITENTE 13	US\$ 13,585.89 \$	11,724,698	37,389,939	39,578,321	43,678,923	47,842,190	50,578,345
REMITENTE 14	US\$ 127,168.71 \$	129,906,932	370,142,614	379,200,456	385,987,345	342,367,894	409,876,345
REMITENTE 15	US\$ 32,096.94 \$	75,560,908	136,195,558	140,689,200	145,789,345	156,890,345	1,689,347,885
REMITENTE 16	US\$ 610.64 \$	560,323	1,713,889	2,124,750	2,590,345	2,895,634	3,657,843
REMITENTE 17	US\$ 3,089.15 \$	3,256,890	9,092,634	10,232,654	12,784,529	14,876,203	19,462,734
REMITENTE 18	US\$ 50.11 \$	62,102	156,765	170,340	197,456	236,743	267,305
REMITENTE 19	US\$ 43.84 \$	54,339	137,158	142,670	150,736	176,389	204,567
TOTAL	US\$ 429,989,23 \$	337,004 \$	766,993 \$	930,493 \$	1,141,196 \$	1,388,787 \$	2,311,119 \$

5.2 DESARROLLO DE LA EVALUACIÓN ECONÓMICA

A continuación se realiza el estudio económico para lo cual se siguen los siguientes pasos:

5.2.1 Determinación del riesgo económico por falla (USD/Año). Con base en la proyección a 5 años de lucro cesante que se determinó anteriormente y teniendo en cuenta nuestras pautas para el valor estándar de la reparación de tubería, valor de penalizaciones e incremento del 2% anual según el IPC; se calcula el factor económico de la ecuación del riesgo. La ecuación del riesgo económico viene dada por la siguiente expresión:

$$\begin{aligned} \text{Riesgo Económico (USD/Año)} \\ = \text{Frecuencia de Fallos (Fallos/Año)} * \text{Lucro Cesante} \\ + \text{Reparación de Tubería} + \text{Penalizaciones} \end{aligned}$$

5.2.2 Sensibilidades según el Riesgo Económico: Se proyecta la ecuación del riesgo económico con distintos escenarios de aparición de fallas. Estos escenarios son:

- Escenario Base: Escenario en el cual no se ejecuta ningún tipo de mantenimiento para lo cual por experiencia se estima la aparición de mínimo 2 fallas por año.
- Escenario con mantenimiento básico inicial: Escenario en el cual solo se aplicaban 4 técnicas de integridad y se presentaba la aparición de 1 falla por año.
- Escenario con mantenimiento actual: Escenario en el cual aplicando todas las 11 técnicas de integridad solo aparece 1 falla cada 5 años.

Las casillas que se aprecian con un valor de 1 corresponden a un evento de aparición de fallos y las casillas que se aprecian con valor de 0 indican que no hay aparición de fallas. (Ver Tabla 6).

Tabla 6. Riesgo Económico

WACC 14%

ESCENARIO 1 BASE. FLUJO DE CAJA SIN MANTENIMIENTO						
		Total \$ Año 1	Total \$ Año 2	Total \$ Año 3	Total \$ Año 4	Total \$ Año 5
RIESGO ECONÓMICO POR FALLA (USD/Año)	Proyección Lucro Cesante 70 horas de suspensión	\$ 765,061.52	\$ 925,159.57	\$ 1,134,655.53	\$ 1,380,827.55	\$ 2,297,872.39
	Reparación Tubería	\$ 64,000.00	\$ 71,000.00	\$ 75,000.00	\$ 79,000.00	\$ 84,000.00
	Penalizaciones	\$ 1,147,592.28	\$ 1,387,739.36	\$ 1,701,983.29	\$ 2,071,241.32	\$ 3,446,808.58
	FACTOR ECONOMICO DE RIESGO USD	\$ (1,976,653.80)	\$ (2,383,898.93)	\$ (2,911,638.82)	\$ (3,531,068.87)	\$ (5,828,680.96)
APARICION DE FALLOS "LO QUE SE GASTARIA EN FALLAS"	Proyeccion aparicion de fallas posible ruptura en tubería.	2	2	2	2	2
	RIESGO USD (1 Falla/Año)	\$ (3,953,307.59)	\$ (4,767,797.86)	\$ (5,823,277.63)	\$ (7,062,137.73)	\$ (11,657,361.93)
INVERSION INICIAL OPERACIÓN Y MTO	No hay inversion en Mto	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -
	TOTAL INVERSION USD	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -
TOTAL SIN MANTENIMIENTO		\$ (3,953,307.59)	\$ (4,767,797.86)	\$ (5,823,277.63)	\$ (7,062,137.73)	\$ (11,657,361.93)
ESCENARIO 2. FLUJO DE CAJA MANTENIMIENTO INICIAL						
RIESGO ECONÓMICO POR FALLA (USD/Año)	Proyección Lucro Cesante 70 horas de suspensión	\$ 765,061.52	\$ 925,159.57	\$ 1,134,655.53	\$ 1,380,827.55	\$ 2,297,872.39
	Reparación Tubería	\$ 64,000.00	\$ 71,000.00	\$ 75,000.00	\$ 79,000.00	\$ 84,000.00
	Penalizaciones	\$ 1,147,592.28	\$ 1,387,739.36	\$ 1,701,983.29	\$ 2,071,241.32	\$ 3,446,808.58
	FACTOR ECONOMICO DE RIESGO USD	\$ (1,976,653.80)	\$ (2,383,898.93)	\$ (2,911,638.82)	\$ (3,531,068.87)	\$ (5,828,680.96)
APARICION DE FALLOS "LO QUE SE GASTARIA EN FALLAS"	Proyeccion aparicion de fallas posible ruptura en tubería.	1	1	1	1	1
	RIESGO USD (1 Falla/Año)	\$ (1,976,653.80)	\$ (2,383,898.93)	\$ (2,911,638.82)	\$ (3,531,068.87)	\$ (5,828,680.96)
INVERSION INICIAL OPERACIÓN Y MTO	Evaluación de interferencias	\$ (13,319.33)	\$ (13,585.72)	\$ (13,857.43)	\$ (14,134.58)	\$ (14,417.27)
	Medición de resistividad de terrenos	\$ (52,045.70)	\$ -	\$ -	\$ (55,168.44)	\$ -
	Evaluación de agresividad de terrenos	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ (173,261.24)
	Limpieza Gasoducto	\$ (35,961.39)	\$ (36,680.62)	\$ (37,414.23)	\$ (38,162.51)	\$ (38,925.77)
	TOTAL INVERSION USD	\$ (101,326.42)	\$ (50,266.33)	\$ (51,271.66)	\$ (107,465.54)	\$ (226,604.27)
	TOTAL CON MTO BASICO INICIAL	\$ (2,077,980.22)	\$ (2,434,165.26)	\$ (2,962,910.48)	\$ (3,638,534.40)	\$ (6,065,285.23)
DIFERENCIA "AHORRO COMPARATIVO" ESCENARIO 2 - ESCENARIO 1 BASE		\$ 1,875,327.38	\$ 2,333,632.59	\$ 2,860,367.16	\$ 3,423,603.33	\$ 5,602,076.69
IPC		2	2	2	2	2
n		1	2	3	4	5
(1+Tasa Int. Corriente)^n		3	12	40	137	468
VPN ESCENARIO 2 - ESCENARIO 1 BASE		\$ 856,363.38				
ESCENARIO 3. FLUJO DE CAJA MANTENIMIENTO ACTUAL						
		Total \$ Año 1	Total \$ Año 2	Total \$ Año 3	Total \$ Año 4	Total \$ Año 5
RIESGO ECONÓMICO POR FALLA (USD/Año)	Proyección Lucro Cesante 70 horas de suspensión	\$ 765,061.52	\$ 925,159.57	\$ 1,134,655.53	\$ 1,380,827.55	\$ 2,297,872.39
	Reparación Tubería	\$ 64,000.00	\$ 71,000.00	\$ 75,000.00	\$ 79,000.00	\$ 84,000.00
	Penalizaciones	\$ 1,147,592.28	\$ 1,387,739.36	\$ 1,701,983.29	\$ 2,071,241.32	\$ 3,446,808.58
	FACTOR ECONOMICO DE RIESGO USD	\$ (1,976,653.80)	\$ (2,383,898.93)	\$ (2,911,638.82)	\$ (3,531,068.87)	\$ (5,828,680.96)
APARICION DE FALLOS "LO QUE SE GASTARIA EN FALLAS"	Proyeccion aparicion de fallas posible ruptura en tubería.	0	0	0	0	1
	RIESGO USD (1 Falla Cada 5 Años)	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ (5,828,680.96)
INVERSION ACTUAL OPERACIÓN Y MTO	Evaluación de potenciales ON-OFF	\$ (69,605.82)	\$ (70,997.94)	\$ (72,417.90)	\$ (73,866.25)	\$ (75,343.58)
	Inspección CIPS	\$ (105,625.82)	\$ -	\$ -	\$ (111,963.37)	\$ -
	Evaluación de interferencias	\$ (13,319.33)	\$ (13,585.72)	\$ (13,857.43)	\$ (14,134.58)	\$ (14,417.27)
	Medición de resistividad de terrenos	\$ (52,045.70)	\$ -	\$ -	\$ (55,168.44)	\$ -
	Evaluación de agresividad de terrenos	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ (173,261.24)
	Evaluación de revestimiento DCVG/PCM	\$ -	\$ (76,137.09)	\$ -	\$ -	\$ (82,228.06)
	Inspección de cruces encamisados	\$ (2,003.23)	\$ (2,043.29)	\$ (2,084.16)	\$ (2,125.84)	\$ (2,168.36)
	Inspección de juntas de aislamientos	\$ (1,676.39)	\$ (1,709.92)	\$ (1,744.12)	\$ (1,779.00)	\$ (1,814.58)
	Toma de potenciales a ramales	\$ (67,690.27)	\$ (69,044.08)	\$ (70,424.96)	\$ (71,833.46)	\$ (73,270.13)
	Inspección Herramienta Inteligente	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ (1,952,189.13)
	Limpieza Gasoducto	\$ (35,961.39)	\$ (36,680.62)	\$ (37,414.23)	\$ (38,162.51)	\$ (38,925.77)
	TOTAL INVERSION USD	\$ (347,927.95)	\$ (270,198.65)	\$ (197,942.79)	\$ (369,033.46)	\$ (2,413,618.10)
TOTAL CON MTO ACTUAL	\$ (347,927.95)	\$ (270,198.65)	\$ (197,942.79)	\$ (369,033.46)	\$ (8,242,299.06)	
DIFERENCIA "AHORRO COMPARATIVO" ESCENARIO 3 - ESCENARIO 1 BASE		\$ 3,605,379.64	\$ 4,497,599.21	\$ 5,625,334.84	\$ 6,693,104.28	\$ 3,415,062.86
IPC		2	2	2	2	2
n		1	2	3	4	5
(1+Tasa Int. Corriente)^n		3	12	40	137	468
VPN ESCENARIO 3 - ESCENARIO 1 BASE		\$ 1,635,583.73				

Figura 18. Ahorro comparativo escenario con mantenimiento inicial básico vs escenario sin mantenimiento.

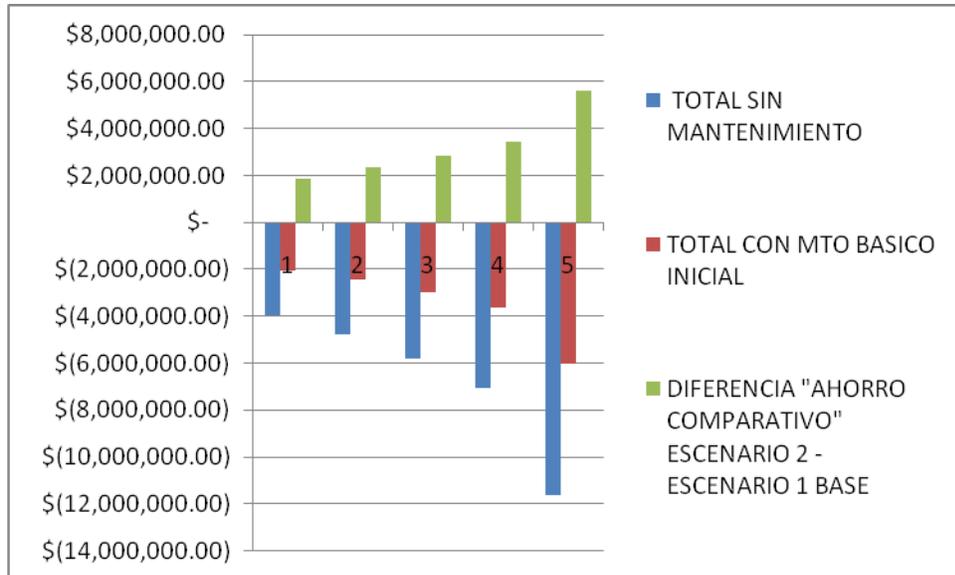


Figura 19. Ahorro comparativo escenario con mantenimiento actual vs escenario sin mantenimiento.

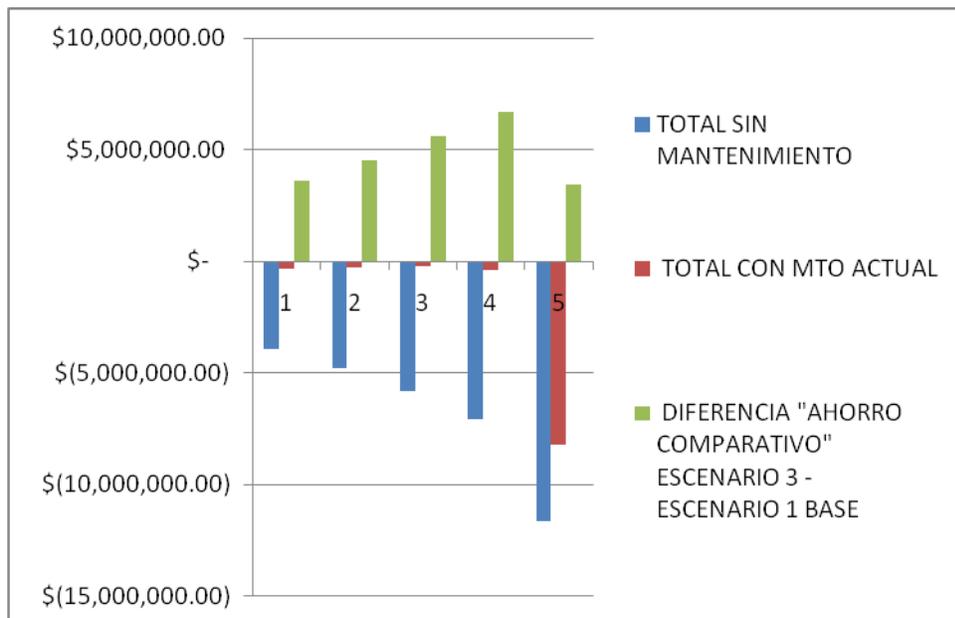
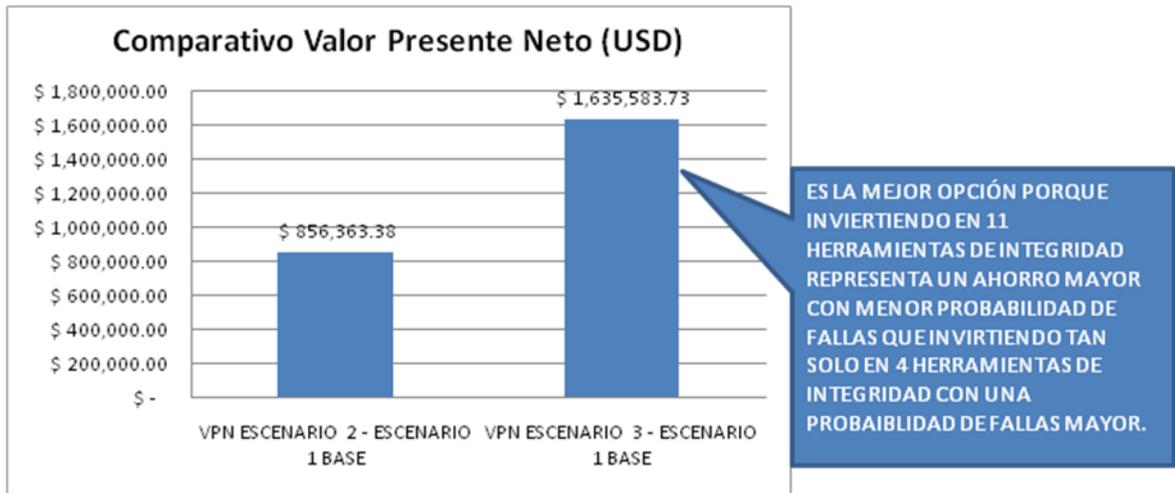


Figura 20. Comparativo Valor Presente Neto.



5.2.3 Total de la inversión en técnicas de mantenimiento de integridad del gasoducto: Cada técnica de integridad tiene un costo unitario bien sea por kilómetro o por punto de inspección como se mencionó anteriormente. Las proyecciones anuales se realizan suponiendo un incremento del 2% anual según el IPC actual. Así mismo en cada año se ingresan o se retiran ciertas actividades de mantenimiento, debido a que no todas son de aplicación anual; cada una tiene una frecuencia de aplicación diferente. Finalmente se suma el costo total de la inversión año a año para poder efectuar el cálculo anualizado.

Una vez completa la fase de determinación de los egresos anuales y los ingresos por concepto de ahorro económico, se procede a llevar a valor presente la diferencia entre el flujo de caja del escenario base y el escenario con mantenimiento básico inicial, así como la diferencia entre el flujo de caja del escenario base y el escenario con mantenimiento actual (Ver Figuras 18 y 19), mediante la siguiente ecuación:

$$VP \text{ Riesgo Económico} = \sum \left(\frac{\text{Riesgo Año } n}{1 + WACC} \right)^n$$

El WACC estándar para nuestro cálculo es del 14%.

El resultado muestra que el VPN es mayor con la escenario que aplica las 11 técnicas de mantenimiento de integridad que se utilizan actualmente, si se compara con el escenario donde solo se aplican 4 técnicas básicas de mantenimiento en el cual el gasto es mayor a su vez que aparece 1 falla cada año, esto comparado con la aparición de 1 falla cada 5 años. (Ver Figura 20).

6. CONCLUSIONES

- El costo de implementar el uso de herramientas especializadas en la evaluación de integridad de un sistema de transporte de gas natural comprendido por los tramos entre Cusiana y el Occidente del País es totalmente factible económicamente frente a las pérdidas económicas que se pudieran ocasionar por la omisión en el uso de las mismas.
- Este trabajo fue elaborado con base en 10 pautas fundamentales y sustentadas para poder desarrollar el modelo económico que se presenta en esta monografía.
- Se evaluaron 2 escenarios de falla respecto de un escenario base en donde no se aplica ninguna técnica de mantenimiento y para cada uno de ellos el valor presente neto obtenido de los flujos de caja muestra un valor presente neto positivo, lo cual indica un ahorro económico al aplicar herramientas de integridad.
- La comparación entre los diferentes escenarios de falla da como resultado que el valor presente neto de la opción con aplicación de todas las 11 herramientas de integridad es mucho más beneficioso para la compañía que el simple hecho de utilizar solo 4 herramientas o de no utilizarlas, lo cual podría generar unas pérdidas económicas de suma cuantiosa para la compañía.

BIBLIOGRAFIA

AMENDOLA, A, FRANCOCCI, F. & CHAUGNY, M. (1994). GRAVITY SCALES FOR CLASSIFYING CHEMICAL ACCIDENTS, PROCEEDINGS OF THE 7TH ESREDA SEMINAR ON ACCIDENT ANALYSIS, ISPRA.

AMERICAN PETROLEUM INSTITUTE: RISK BASED INSPECTION BASE RESOURCE DOCUMENT, API PUBLICATION 581, USA,2001

BLYTHING, K.W. (1984). IN-SERVICE RELIABILITY DATA FOR UNDERGROUND CROSS-COUNTRY OIL PIPELINES, SAFETY REALITY DIRECTORATE, UKAEA, 19844

CLAUS, P.G. (1996). (MARCOGAZ), NATURAL GAS PIPELINES; A SCENE OF SAFETY, PROCEEDINGS OECD WORKSHOP ON PIPELINES, OSLO

HTTP: [HTTP://PRIMIS.PHMSA.DOT.GOV/RD/MTG_022806.HTM](http://PRIMIS.PHMSA.DOT.GOV/RD/MTG_022806.HTM)

INGENIERÍA ECONÓMICA, CUARTA EDICIÓN, LELAD T BLANK, ANTHONY J. TARQUIN, 1999

INTRODUCTION TO SMART PIGGING IN NATURAL GAS PIPELINES ,TOM BUBENIK, J. B. NESTLEROTH, AND BRIAN LEIS FOR THE GAS RESEARCH INSTITUTE KEITH LEEWIS, PROJECT MANAGER DECEMBER 2000

MECHANICAL DAMAGE FINAL REPORTS, INTEGRITY MANAGEMENT PROGRAM, 2009

PIPELINE MANAGEMENT SYSTEMS BASED ON RISK ANALYSIS, M.J
BORYSIEWICZ, S. POTEPSKI